

YPF S.A.

Resultados Consolidados

Año 2018 y 4T 2018



ÍNDICE

1. PRINCIPALES HITOS Y MAGNITUDES ECONÓMICAS DEL AÑO Y CUARTO TRIMESTRE DE 2018.....	3
2. ANÁLISIS DE RESULTADOS DEL AÑO 2018 Y CUARTO TRIMESTRE 2018.....	4
2.1 RESULTADOS ACUMULADOS.....	4
2.2 CUARTO TRIMESTRE 2018.....	7
3. ANÁLISIS DE RESULTADOS OPERATIVOS	11
3.1 UPSTREAM.....	11
3.1.1 RESULTADOS ACUMULADOS.....	11
3.1.2 CUARTO TRIMESTRE 2018.....	14
3.2 DOWNSTREAM.....	18
3.2.1 RESULTADOS ACUMULADOS.....	18
3.2.2 CUARTO TRIMESTRE 2018.....	21
3.3 GAS Y ENERGÍA	25
3.3.1 RESULTADOS ACUMULADOS.....	25
3.3.2 CUARTO TRIMESTRE 2018.....	25
3.4 CORPORACIÓN Y OTROS	27
4. LIQUIDEZ Y RECURSOS DE CAPITAL	27
5. TABLAS Y NOTAS	29
5.1 ESTADO DE RESULTADOS CONSOLIDADO	30
5.2 BALANCE GENERAL CONSOLIDADO.....	31
5.3 ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO CONSOLIDADO	32
5.4 INFORMACIÓN CONSOLIDADA SOBRE SEGMENTOS DE NEGOCIO.....	33
5.5 PRINCIPALES MAGNITUDES FINANCIERAS EXPRESADAS EN DÓLARES ESTADOUNIDENSES	34
5.6 PRINCIPALES MAGNITUDES FÍSICAS.....	35
5.7 INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA SOBRE RESERVAS DE PETRÓLEO Y GAS	36

El año 2018 cerró con aumento de Ingresos del 72,4%, de EBITDA recurrente del 82,0% y de Resultado operativo antes del recupero del cargo por deterioro de activos del 270,3%.

4T 2017	3T 2018	4T 2018	Var.% 4T 18 / 4T 17	(Cifras no auditadas)	Ene-Dic 2017	Ene-Dic 2018	Var.% 2018 /2017
69.614	121.188	145.775	109,4%	Ingresos (Ps M)	252.813	435.820	72,4%
5.046	12.685	11.995	137,7%	Resultado operativo (Ps M)	16.073	43.780	172,4%
14	12.685	9.095	64864,3%	Resultado operativo antes de recupero/deterioro de activos (Ps M)	11.041	40.880	270,3%
11.962	13.207	17.905	49,7%	Resultado neto (Ps M)	12.672	38.606	204,7%
8.253	13.207	15.730	90,6%	Resultado neto antes de recupero/deterioro de activos (Ps M)	8.963	36.431	306,5%
16.745	36.821	35.434	111,6%	EBITDA (Ps M)	66.791	133.529	99,9%
16.745	36.821	35.434	111,6%	EBITDA recurrente (Ps M)	66.791	121.549	82,0%
30,59	33,50	44,38	45,1%	Resultado neto por acción (Ps /acción)	31,43	98,43	213,2%
17.127	27.232	33.914	98,0%	Inversiones (*) (Ps M)	58.009	95.358	64,4%

EBITDA = Utilidad Operativa + Depreciación de propiedad, planta y equipo + Amortización de Activos Intangibles + Perforaciones Exploratorias Improductivas + (Recupero) / Deterioro de propiedad, planta y equipo.

EBITDA recurrente: no incluye el resultado por revaluación de la inversión de YPF S.A. en YPF Energía Eléctrica (YPF EE) por Ps 12,0 MM durante el 1T 2018.

(*) Inversiones netas de costos por obligaciones para el abandono de pozos de hidrocarburos de Ps -4,9 MM en 2017 y de Ps -11,7 MM en 2018.

(Cifras expresadas en Miles de Millones de Pesos = Ps MM)

1. PRINCIPALES HITOS Y MAGNITUDES ECONÓMICAS DEL AÑO 2018

- Los ingresos ordinarios del año 2018 ascendieron a Ps 435,8 MM, un 72,4% superiores a los de 2017.
- En el año 2018, el resultado operativo, antes de la reversión parcial del cargo por deterioro de activos, alcanzó los Ps 40,9 MM, un 270,3% superior respecto al resultado operativo, antes de la reversión parcial del cargo por deterioro de activos del año 2017. Por su parte, el EBITDA recurrente para los 12 meses del año 2018 alcanzó los Ps 121,5 MM, siendo un 82,0% mayor que el EBITDA recurrente del año 2017.
- El flujo de caja operativo ascendió a los Ps 125,1 MM para los 12 meses del año 2018, siendo este un 73,8% superior a los Ps 72,0 MM reportados para el año 2017.
- En cuanto a las inversiones totales en propiedades, planta y equipo, se incrementaron en un 64,4%, alcanzando los Ps 95,4 MM.
- La producción total de hidrocarburos del año 2018 disminuyó un 4,5%, alcanzando los 530,2 Kbped.



- El promedio de crudo procesado del 2018 alcanzó los 283,8 Kbbld, un 3,2% inferior al año 2017, siendo el promedio de utilización de las refinerías para el año 2018 del 88,8%.
- En el año 2018, las reservas probadas (P1) se han incrementado un 16,2%, de 929,1 Mbpe a 1.079,7 Mbpe.

2. ANÁLISIS DE RESULTADOS DEL AÑO 2018 Y CUARTO TRIMESTRE 2018

2.1 RESULTADOS ACUMULADOS

Los ingresos correspondientes al año 2018 fueron de Ps 435,8 MM, lo que representa un aumento del 72,4% en comparación con los Ps 252,8 MM del año 2017. Dentro de las principales causas que determinaron la variación en los ingresos antes mencionados, se destacan:

- Las ventas de gas oil del año 2018 ascendieron a Ps 139,7 MM, siendo superiores a las del año 2017 en Ps 59,1 MM, o 73,3%;
- Las ventas de naftas del año 2018 ascendieron a Ps 97,1 MM, siendo superiores a las del año 2017 en Ps 37,9 MM, o 63,9%;
- Las ventas como productores de gas natural del año 2018 totalizaron Ps 60,4 MM en comparación a los Ps 42,6 MM del año 2017, lo que representa un incremento de Ps 17,8 MM, o 41,8%;
- Las ventas de gas natural al segmento minorista (clientes residenciales, pequeñas industrias y comercios) del año 2018 ascendieron a los Ps 24,8 MM frente a los Ps 10,3 MM del año 2017, lo que representa un incremento de Ps 14,5 MM, o 140,6%;
- Las ventas de fuel oil en el mercado local del año 2018 disminuyeron en Ps 3,7 MM, o 90,4%, hasta los Ps 0,4 MM, frente a los Ps 4,1 MM del año 2017;
- Las restantes ventas en el mercado interno, entre las que se destacan aquellas de jet fuel, GLP, productos petroquímicos y lubricantes entre otros, totalizaron Ps 68,5 MM, reportando un incremento de Ps 34,6 MM o 102,2% en comparación a los Ps 33,9 MM del año 2017;
- Los ingresos obtenidos en el mercado externo durante el año 2018 alcanzaron los Ps 44,9 MM, con un incremento de Ps 22,8 MM, o 103,4%, frente a los Ps 22,1 MM del año 2017.

El costo de ventas en el año 2018 fue de Ps 359,6 MM, un 69,8% superior a los Ps 211,8 MM del año 2017, incluyendo incrementos en los costos de producción del 59,0% y en las compras del 88,5%. Los costos erogables incluyendo costos de producción y compras, pero excluyendo depreciaciones y amortizaciones aumentaron 69,8%. En cuanto a las principales causas de la variación, se destacan:

a) Costos de producción

- Las depreciaciones de propiedades, planta y equipo ascendieron a Ps 83,7 MM en el año 2018 en comparación a los Ps 51,6 MM del año 2017, lo que representa un incremento de Ps 32,1 MM o 62,2%;

- Los conceptos relacionados al costo de extracción (“lifting cost”) del año 2018 ascendieron a Ps 62,4 MM siendo superiores a los Ps 42,6 MM del año 2017 en Ps 19,8 MM, o 46,5%;
- Las regalías y otros cargos asociados a la producción del año 2018 ascendieron a Ps 30,3 MM en comparación a los Ps 16,8 MM del año 2017, lo que representa un incremento neto de Ps 13,5 MM, o 80,8%;
- Los conceptos vinculados al costo de refinación del año 2018 ascendieron a Ps 13,1 MM en comparación a los Ps 10,3 MM del año 2017, reportando un incremento de Ps 2,8 MM, o 27,3%;
- Los costos de transporte del año 2018 totalizaron Ps 12,7 MM siendo superiores a los Ps 8,7 MM de 2017 en Ps 4,0 MM, o 45,7%;
- Los cargos por contingencias medioambientales vinculados a la actividad desarrollada por las áreas de negocio de Downstream y Upstream durante el año 2018 ascendieron a Ps 3,3 MM en comparación a los Ps 1,5 MM de 2017, reportando un incremento de aproximadamente por Ps 1,8 MM, o 119,2% fundamentalmente a partir de la finalización de trabajos de caracterización y medición.

b) Compras

- Las compras de petróleo crudo a terceros en 2018 totalizaron Ps 31,4 MM siendo superiores a los Ps 19,9 MM de 2017 en aproximadamente Ps 11,5 MM, o 57,6%;
- Las compras de biocombustibles (FAME y bioetanol) de 2018 alcanzaron los Ps 23,9 MM reportando un incremento de Ps 5,9 MM, o 32,8%, respecto a los Ps 18,0 MM de 2017;
- Las importaciones de combustibles en 2018 ascendieron a Ps 22,2 MM siendo superiores a los Ps 6,6 MM de 2017 en Ps 15,6 MM, o 235,0%;
- Las compras de gas natural a otros productores para su reventa en el segmento de distribución a clientes minoristas (residenciales y pequeños comercios e industrias) durante 2018 alcanzaron los Ps 15,1 MM, siendo superiores a los Ps 6,3 MM de 2017 en Ps 8,8 MM, o 141,6%;
- La recepción de granos a través de la modalidad de canje en el segmento de ventas al agro, las cuales se registran contablemente como compras alcanzaron los Ps 7,1 MM en el año 2018, siendo superiores a los Ps 5,3 MM de 2017 en Ps 1,8 MM, o 34,0%;
- Las compras de fertilizantes para su reventa durante 2018 alcanzaron los Ps 4,1 MM, siendo superiores a los Ps 1,7 MM de 2017 en Ps 2,4 MM, o 142,0%;
- En el año 2018 se registró una variación de existencia negativa por Ps 1,0 MM, en comparación con la variación de existencia positiva registrada en 2017 de Ps 1,6 MM, principalmente como consecuencia de la disminución en el costo de reposición de los inventarios de la compañía, afectados fundamentalmente por la menor depreciación a partir de las mayores reservas.

Los gastos de comercialización correspondientes al año 2018 ascendieron a Ps 27,9 MM, presentando un incremento del 55,5% en comparación a los Ps 18,0 MM de 2017. Se registraron mayores cargos por transporte de productos, vinculados principalmente a los mayores volúmenes vendidos y al incremento en



las tarifas de transporte de combustibles en el mercado interno, como así también por mayores cargos relacionados a las campañas comerciales de fidelización de clientes, mayores cargos por depreciación de activos fijos, mayores gastos de personal, mayores cargos en la provisión de incobrabilidades, mayores montos de impuesto a los débitos y créditos bancarios y retenciones a las exportaciones.

Los gastos de administración correspondientes al año 2018 ascendieron a Ps 13,9 MM, presentando un aumento del 59,4% frente a los Ps 8,7 MM registrados durante el año 2017, debido fundamentalmente a incrementos en los gastos de personal, a los mayores costos en contrataciones de servicios y licencias informáticas, muchos de los cuales están dolarizados, a los mayores cargos relacionados con la publicidad institucional y a mayores cargos en las depreciaciones de activos fijos.

Los gastos de exploración correspondientes al año 2018 ascendieron a Ps 5,5 MM, presentando un aumento del 122,6% frente a los Ps 2,5 MM correspondientes al año 2017.

Tal como se detalla en la sección 3.1.1 (Upstream), en el cuarto trimestre de 2018, se reconoció una reversión parcial neta en el cargo por deterioro del valor de activos de Ps 2,9 MM. A su vez, en el cuarto trimestre de 2017, la compañía también había reconocido una reversión parcial de dicho cargo por deterioro de Ps 5,0 MM.

Los otros resultados operativos, netos, correspondientes al año 2018 fueron positivos en Ps 11,9 MM, comparado con la pérdida operativa de Ps 0,8 MM del año 2017. La variación corresponde principalmente a la registración del resultado por la revaluación de la inversión de YPF en YPF Energía Eléctrica (YPF EE) por Ps 12,0 MM, como consecuencia del acuerdo para la capitalización de esta última, suscripto entre YPF y una subsidiaria de GE Financial Services, Inc.

Los resultados financieros correspondientes al año 2018 fueron una ganancia de Ps 41,5 MM, en comparación con la pérdida de Ps 8,8 MM correspondientes al año 2017. En este orden, se registró una mayor diferencia de cambio positiva sobre los pasivos monetarios netos en pesos de Ps 45,5 MM, debido a la depreciación del peso observada durante el año 2018 y en comparación al año 2017, cuando la devaluación de la moneda local había sido sustancialmente menor. Adicionalmente, se obtuvieron mayores cargos positivos netos por actualizaciones financieras por Ps 10,8 MM producto del recálculo de la provisión para obligaciones para el abandono de pozos. Todo ello compensado parcialmente por mayores intereses negativos por Ps 10,3 MM, producto de un mayor endeudamiento promedio, medido en pesos, durante el año 2018 y en comparación con el año 2017.

El cargo por impuesto a las ganancias correspondiente al año 2018 fue negativo por Ps 51,5 MM, en comparación con los Ps 4,0 MM positivos de 2017. Esta diferencia tiene su origen principalmente en el cargo negativo por impuesto diferido registrado en el año 2018, por Ps 50,6 MM, cuyo origen está vinculado fundamentalmente a los efectos del movimiento del tipo de cambio y según se comenta anteriormente, en comparación con el cargo positivo registrado en el año 2017 por Ps 4,6 MM, por el efecto de la reducción del pasivo diferido correspondiente a la disminución en la alícuota del impuesto a partir de la reforma fiscal de ese año.

El resultado neto, antes de la reversión parcial del cargo por deterioro de activos, correspondiente al año 2018 fue una ganancia de Ps 36,4 MM, en comparación con una ganancia, antes de la reversión parcial del cargo por deterioro de activos, de Ps 9,0 MM del año 2017. Considerando las respectivas reversiones



del cargo por deterioro de activos de Ps 2,9 MM en 2018 y de Ps 5,0 MM en 2017, el resultado neto en 2018 fue de Ps 38,6 MM, en comparación con los Ps 12,7 MM del ejercicio 2017.

Durante el año 2018 las inversiones totales en propiedad, planta y equipo alcanzaron los Ps 95,4 MM siendo superiores en un 64,4% a las inversiones realizadas durante el ejercicio 2017.

2.2 CUARTO TRIMESTRE 2018

Los ingresos correspondientes al cuarto trimestre de 2018 fueron de Ps 145,8 MM, lo que representa un aumento del 109,4% en comparación con los Ps 69,6 MM del cuarto trimestre 2017. Dentro de las principales causas que determinaron la variación en los ingresos antes mencionados, se destacan:

- Las ventas de gas oil del cuarto trimestre 2018 ascendieron a Ps 48,1 MM, siendo superiores a las del cuarto trimestre del año 2017 en Ps 24,9 MM, o 107,5%;
- Las ventas de naftas del cuarto trimestre 2018 ascendieron los Ps 32,8 MM, siendo superiores a las del cuarto trimestre 2017 en Ps 15,5 MM, o 89,7%;
- Las ventas como productores de gas natural del cuarto trimestre 2018 totalizaron Ps 13,2 MM en comparación a los Ps 10,1 MM del cuarto trimestre 2017, lo que representa un incremento de Ps 3,1 MM, o 30,7%;
- Las ventas de gas natural al segmento minorista (clientes residenciales, pequeñas industrias y comercios) del cuarto trimestre 2018 ascendieron a los Ps 9,8 MM frente a los Ps 1,9 MM del cuarto trimestre del 2017, lo que representa un incremento de Ps 7,9 MM, o 410,5%;
- Las restantes ventas en el mercado interno, entre las que se destacan aquellas de jet fuel, GLP, productos petroquímicos y lubricantes entre otros, totalizaron Ps 25,6 MM, reportando un incremento de Ps 15,3 MM o 147,5% en comparación a los Ps 10,3 MM del cuarto trimestre 2017;
- Los ingresos obtenidos en el mercado externo durante el cuarto trimestre 2018 alcanzaron los Ps 16,2 MM, con un incremento de Ps 9,5 MM, o 140,6%, frente a los Ps 6,7 MM del cuarto trimestre 2017.

El costo de ventas en el cuarto trimestre de 2018 fue de Ps 118,2 MM, un 96,2% superior al del cuarto trimestre de 2017, incluyendo incrementos en los costos de producción del 73,2% y en las compras del 117,2%. Los costos erogables incluyendo costos de producción y compras, pero excluyendo depreciaciones y amortizaciones aumentaron 102,2%. En cuanto a las principales causas de la variación, se destacan:

a) Costos de producción

- Las depreciaciones de propiedades, planta y equipo ascendieron a Ps 21,6 MM en el cuarto trimestre 2018 en comparación a los Ps 15,5 MM del cuarto trimestre 2017, lo que representa un incremento de Ps 6,1 MM o 39,0%;

- Los conceptos relacionados al costo de extracción (“lifting cost”) durante el cuarto trimestre 2018 ascendieron a Ps 20,7 MM siendo superiores a los Ps 11,8 MM del cuarto trimestre 2017 en Ps 8,9 MM, o 75,5%;
- Las regalías y otros cargos asociados a la producción del cuarto trimestre 2018 ascendieron a Ps 8,4 MM en comparación a los Ps 4,5 MM del cuarto trimestre 2017, lo que representa un incremento neto de Ps 3,9 MM, o 87,3%;
- Los conceptos vinculados al costo de refinación en el cuarto trimestre 2018 ascendieron a Ps 4,3 MM en comparación a los Ps 2,8 MM del cuarto trimestre 2017, reportando un incremento de Ps 1,5 MM, o 56,4%;
- Los costos de transporte del cuarto trimestre 2018 totalizaron Ps 4,2 MM siendo superiores a los Ps 2,3 MM del cuarto trimestre 2017 en Ps 1,8 MM, o 78,7%;
- Los cargos por contingencias medioambientales vinculados a la actividad desarrollada por las áreas de negocio de Downstream y Upstream durante el cuarto trimestre 2018 ascendieron a Ps 2,6 MM en comparación a los Ps 1,1 del cuarto trimestre 2017, reportando un incremento de aproximadamente Ps 1,5 MM, o 139,1% fundamentalmente a partir de la finalización de trabajos de caracterización y medición.

b) Compras

- Las compras de petróleo crudo a terceros en el cuarto trimestre 2018 totalizaron Ps 10,0 MM siendo superiores a los Ps 5,6 MM del cuarto trimestre 2017 en aproximadamente Ps 4,4 MM, o 79,3%;
- Las compras de biocombustibles (FAME y bioetanol) del cuarto trimestre 2018 alcanzaron los Ps 7,7 MM reportando un incremento de Ps 3,0 MM, o 62,2%, respecto a los Ps 4,7 del cuarto trimestre 2017;
- Las importaciones de combustibles en el cuarto trimestre 2018 ascendieron a Ps 6,5 MM siendo superiores a los Ps 2,1 MM del cuarto trimestre 2017 en aproximadamente Ps 4,3 MM, o 203,8%;
- Las compras de gas natural a otros productores para su reventa en el segmento de distribución a clientes minoristas (residenciales y pequeños comercios e industrias) durante el cuarto trimestre 2018 alcanzaron los Ps 4,4 MM, siendo superiores a los Ps 1,2 del cuarto trimestre 2017 en Ps 3,2 MM, o 268,1%;
- La recepción de granos a través de la modalidad de canje en el segmento de ventas al agro, las cuales se registran contablemente como compras alcanzaron los Ps 1,5 MM en el cuarto trimestre 2018, siendo superiores a los Ps 1,2 MM del cuarto trimestre 2017 en Ps 0,3 MM, o 26,2%;
- La compra de fertilizantes para su reventa durante el cuarto trimestre 2018 alcanzaron los Ps 1,2 MM, siendo superiores a los Ps 0,6 MM del cuarto trimestre 2017 en Ps 0,6 MM, o 100,0%;
- En el cuarto trimestre de 2018 se registró una variación de existencia negativa por Ps 5,1 MM, en comparación con la variación de existencia positiva registrada en 2017 de Ps 0,4 MM, principalmente como consecuencia de la disminución en el costo de reposición de los inventarios



de la Sociedad, afectados fundamentalmente por la menor amortización a partir de las mayores reservas.

Los gastos de comercialización en el cuarto trimestre de 2018 ascendieron a Ps 9,7 MM, presentando un incremento del 88,3% en comparación a los Ps 5,2 MM del cuarto trimestre 2017. Se registraron mayores cargos por transporte de productos, vinculados principalmente a los mayores volúmenes vendidos y al incremento en las tarifas de transporte de combustibles en el mercado interno, como así también por mayores cargos por depreciación de activos fijos, mayores gastos de personal, mayores cargos de contingencias medioambientales y mayores montos de impuesto a los débitos y créditos bancarios y retenciones a las exportaciones.

Los gastos de administración correspondientes al cuarto trimestre de 2018 ascendieron a Ps 4,9 MM presentando un aumento del 78,6% frente a los Ps 2,8 MM registrados durante el cuarto trimestre 2017. Los mayores incrementos se manifiestan principalmente en los gastos de personal, los mayores costos en contrataciones de servicios y licencias informáticas, muchos de los cuales están dolarizados, mayores cargos en las depreciaciones de activos fijos y a los mayores cargos relacionados con la publicidad institucional.

Los gastos de exploración correspondientes al cuarto trimestre de 2018 ascendieron a Ps 3,6 MM, presentando un incremento de 416,8% frente a los Ps 0,7 MM registrados en el cuarto trimestre de 2017.

Tal como se detalla en la sección 3.1.1 (Upstream), en el cuarto trimestre de 2018, se reconoció una reversión neta en el cargo por deterioro del valor de sus activos de Ps 2,9 MM. A su vez, en el cuarto trimestre de 2017, la compañía también había reconocido una reversión parcial de dicho cargo por deterioro de Ps 5,0 MM.

Los otros resultados operativos, netos, correspondientes al cuarto trimestre de 2018 fueron negativos en Ps 0,2 MM, comparados con la pérdida de Ps 0,7 MM del mismo período de 2017. La variación se encuentra relacionada fundamentalmente con la cesión de participación sobre la UTE Bajo del Toro y con menores cargos negativos en la provisión para contingencias judiciales.

Los resultados financieros correspondientes al cuarto trimestre de 2018 fueron negativos en Ps 6,9 MM, en comparación con la pérdida de Ps 0,1 MM correspondientes al mismo trimestre de 2017. En este orden, se registró una diferencia de cambio negativa sobre los pasivos monetarios netos en pesos de Ps 13,1 MM, debido a la apreciación del peso observada durante el cuarto trimestre de 2018 y en comparación al mismo período de 2017, cuando se registró una diferencia de cambio positiva sobre los pasivos monetarios netos en pesos de Ps 4,1 MM, debido a la depreciación del peso durante ese período. A su vez, se registraron mayores intereses negativos por Ps 4,5 MM, producto de un mayor endeudamiento promedio, medido en pesos, y mayores tasas de interés durante el presente trimestre de 2018 y en comparación con el mismo período de 2017. Por último, se registraron mayores cargos positivos por actualizaciones financieras por Ps 13,0 MM producto del recálculo de la provisión para obligaciones para el abandono de pozos.

El cargo por impuesto a las ganancias correspondiente al cuarto trimestre de 2018 fue positivo en Ps 5,5 MM, en comparación con el cargo también positivo de Ps 6,2 MM correspondiente al mismo período del año 2017. Esta diferencia tiene su origen principalmente en el cargo positivo por impuesto diferido registrado en ambos períodos, por Ps 5,7 MM en el cuarto trimestre 2018 y Ps 6,2 MM en el mismo período



2017, cuyo origen está vinculado fundamentalmente a los efectos del movimiento del tipo de cambio en ambos períodos, y especialmente en 2017 del efecto de la reducción del pasivo diferido correspondiente a la disminución en la alícuota del impuesto, a partir de la reforma fiscal aprobada y según se comenta anteriormente.

El resultado neto del 4T 2018, antes de la reversión parcial del cargo por deterioro de activos, fue una ganancia de Ps 15,7 MM, un 90,6% superior al resultado neto, antes de la reversión parcial del cargo por deterioro de activos, de Ps 8,3 MM del 4T 2017. Considerando las respectivas reversiones del cargo por deterioro de activos de Ps 2,9 MM en el cuarto trimestre 2018 y de Ps 5,0 MM en el cuarto trimestre 2017, el resultado neto en el cuarto trimestre de 2018 fue Ps 17,9 MM, en comparación con el resultado neto de Ps 12,0 MM del trimestre del año 2017.

Las inversiones totales en propiedad, planta y equipo del trimestre alcanzaron los Ps 33,9 MM siendo superiores en un 98,0% a las inversiones realizadas durante el cuarto trimestre de 2017.

3. ANÁLISIS DE RESULTADOS OPERATIVOS

3.1 UPSTREAM

4T 2017	3T 2018	4T 2018	Var.% 4T 18 / 4T 17	(Cifras no auditadas)	Ene-Dic 2017	Ene-Dic 2018	Var.% 2018 / 2017
3.502	12.215	5.252	50,0%	Resultado operativo (Ps M)	3.877	22.483	479,9%
-1.530	12.215	2.352	N/A	Resultado operativo antes de recupero/deterioro de activos (Ps M)	-1.155	19.583	N/A
32.376	63.466	62.110	91,8%	Ventas netas (Ps M)	116.694	210.588	80,5%
230,6	227,5	227,1	-1,5%	Producción crudo (Kbbld)	227,5	227,1	-0,2%
46,8	26,9	39,8	-15,1%	Producción NGL (Kbbld)	50,4	38,8	-23,1%
42,3	43,7	36,8	-13,1%	Producción gas (Mm3d)	44,1	42,0	-4,6%
543,6	529,1	498,1	-8,4%	Producción total (Kbped)	555,0	530,2	-4,5%
696	1.082	3.597	416,8%	Gastos de exploración (Ps M)	2.456	5.466	122,6%
12.472	22.547	23.202	86,0%	Inversiones (*) (Ps M)	44.324	74.881	68,9%
13.782	18.946	17.117	24,2%	Depreciaciones (Ps M)	45.279	72.052	59,1%
Precios de Realización							
58,4	64,3	59,7	2,1%	Crudo mercado local Promedio período (USD/bbl)	53,9	63,4	17,7%
4,82	4,50	4,03	-16,4%	Precio promedio gas (**) (USD/Mmbtu)	4,92	4,49	-8,6%

(*) Inversiones netas de costos por obligaciones para el abandono de pozos de hidrocarburos de Ps -4,9 MM en 2017 y de Ps -11,7 MM en 2018.

(**) El precio promedio del gas ha sido recalculado debido al cambio en el devengamiento del Plan Gas y a los ajustes por facturación definitiva.

3.1.1 RESULTADOS ACUMULADOS

El resultado operativo del Upstream del año 2018, antes de la reversión parcial del cargo por deterioro de activos, totalizó una ganancia de Ps 19,6 MM, en comparación con la pérdida de Ps 1,2 MM antes de la reversión parcial del cargo por deterioro de activos del año 2017. Considerando las respectivas reversiones del cargo por deterioro de propiedades, planta y equipo de Ps 2,9 MM en 2018 y de Ps 5,0 MM en 2017, el resultado operativo del año 2018 ascendió a Ps 22,5 MM, siendo un 479,9% superior a los Ps 3,9 MM del año 2017.

Durante el año 2018, las ventas del segmento crecieron un 80,5% en relación al ejercicio 2017, alcanzando los Ps 210,6 MM. Este incremento se produce como consecuencia de los siguientes factores:

- Las ventas de petróleo crudo totalizaron Ps 145,3 MM, siendo superiores en Ps 72,0 MM o 98,2% a los Ps 73,3 MM del año anterior. El precio de realización del crudo expresado en dólares, del año 2018 aumentó un 17,7% hasta los 63,4 USD/bbl. Los volúmenes de petróleo vendidos a terceros aumentaron un 33,4%, mientras que aquellos transferidos entre segmentos aumentaron 0,9%;
- Las ventas como productores de gas natural alcanzaron los Ps 63,5 MM reflejando un incremento de Ps 18,9 MM o 42,3% respecto a los Ps 44,6 MM del año 2017 como consecuencia de un incremento del 55,7% del precio promedio en pesos, considerando que el precio de realización promedio del año en dólares fue de 4,49 USD/Mmbtu, un 8,6% inferior al del año 2017. Asimismo, los volúmenes comercializados disminuyeron un 6,2% durante el año 2018, en comparación con el mismo período de 2017 debido a la disminución del 4,6% en los volúmenes despachados a raíz de la menor producción y demanda de gas natural en 2018 y a que en el primer trimestre de 2017 se habían facturado 242 Mm³ oportunamente inyectados y pendientes de nominación.

La producción total de hidrocarburos del año 2018 alcanzó los 530,2 Kbbpd, siendo 4,5% inferior a la del año 2017. La producción de crudo alcanzó 227,1 Kbbld, manteniéndose estable respecto a la producción del año anterior. El mercado de gas en Argentina durante el año 2018 se caracterizó por el exceso de oferta frente a la demanda doméstica en determinados momentos del año, lo cual impactó en la producción de gas natural a partir del cierre temporal de producción en algunas locaciones, como así también a partir de la reinyección del hidrocarburo. En este orden, la producción de gas natural disminuyó un 4,6% respecto al año 2017 totalizando 42,0 Mm³d. La producción de NGL registró una reducción de 23,1% totalizando 38,8 Kbbld debido fundamentalmente a una parada en la planta de separación de líquidos como así también a la menor producción de gas antes mencionada.

Durante el año 2018 se engancharon un total de 385 pozos, de los cuales 148 corresponden a pozos con objetivos a formaciones no convencionales: 29 En Loma La Lata Norte, 15 en El Orejano, 14 en La Amarga Chica, 9 en Bandurria Sur, 8 en Loma Campana, 3 en Aguada de la Arena, 2 en La Ribera Bloque I, 29 en Estación Fernández Oro, 12 en Río Neuquén, 9 en Rincón del Mangrullo, 9 en Aguada Toledo-Sierra Barrosa, 5 en Octógono, 2 en Al Norte de la Dorsal, 1 en Loma La Lata Central, 1 en Dadin. Al cierre del año 2018 el total de equipos de perforación era de 34.

Los costos operativos totales (excluyendo los gastos de exploración) en el año 2018 aumentaron un 61,6% alcanzando los Ps 186,4 MM frente a los Ps 115,4 del año 2017. En cuanto a las principales causas de la variación, se destacan:

- Las depreciaciones de propiedad, planta y equipo ascendieron a Ps 72,0 MM en el año 2018 en comparación a los Ps 45,3 MM de 2017, mostrando un incremento de aproximadamente Ps 26,8 MM, o 59,1%, debido fundamentalmente a la apreciación de los mismos teniendo en cuenta su valuación en dólares históricos según la moneda funcional de la compañía;
- Los conceptos relacionados al costo de extracción (lifting cost) del año 2018 ascendieron a Ps 62,4 MM frente a los Ps 42,6 MM del año 2017, lo que representa un incremento de aproximadamente Ps 19,8 MM, o 46,5%. Por su parte, el incremento del indicador unitario, medido en pesos, fue del 52,7% en línea con el incremento general de precios de la economía, ponderado por la caída de producción antes comentada;

- Las regalías y otros cargos asociados a la producción del año 2018 alcanzaron los Ps 30,3 MM en comparación a los Ps 16,8 MM del año 2017, lo que representa un incremento neto de Ps 13,5 MM, o 80,8%. Las regalías sobre la producción de petróleo crudo aumentaron Ps 10,9 MM, mientras que las regalías y otros cargos asociados a la producción de gas natural mostraron un incremento de Ps 2,6 MM, en ambos casos por el mayor valor en boca de pozo de estos productos, el cual se establece en dólares;
- Los costos de transporte del año 2018 totalizaron Ps 4,4 MM siendo superiores a los Ps 2,7 MM de 2017 en Ps 1,7 MM, o 60,4%, principalmente debido a los incrementos en las tarifas producidos durante 2018;
- En el año 2018 se registró una diferencia de stock negativa en este segmento por Ps 1,9 MM comparado con los Ps 0,1 MM positivos de 2017, principalmente por la menor amortización, que es parte componente de la valuación de los productos, a partir de las mayores reservas.
- Los cargos por contingencias medioambientales del año 2018 ascendieron a Ps 1,9 MM registrando un incremento de aproximadamente Ps 1,3 MM, o 205,4%, frente a los Ps 0,6 MM del año 2017, vinculadas a la actividad desarrollada por las áreas de negocio de Upstream.

Los gastos de exploración correspondientes al año 2018 ascienden a Ps 5,4 MM, presentando un incremento del 122,6% frente a los Ps 2,5 MM correspondientes al año 2017, debido principalmente a los mayores resultados negativos provenientes de perforaciones exploratorias improductivas en el año 2018 versus el año 2017 por un monto diferencial de Ps 1,9 MM. A su vez, se registraron mayores gastos de estudios sísmicos y geológicos por Ps 0,6 MM. Cabe destacar que la inversión exploratoria del año 2018 fue un 171,6% superior al mismo periodo del año anterior.

En el cuarto trimestre de 2018, se reconoció una reversión neta en el cargo por deterioro del valor de sus activos de Ps 2,9 MM, compuesta por:

- Una reversión de la provisión por deterioro de los activos de la UGE Petróleo de Ps 39,8 MM, motivado principalmente por el aumento de las reservas junto con mejoras en los costos estimados; compensando parcialmente por el aumento de la tasa de descuento producto del aumento de la tasa de riesgo país y costo de la deuda y por mayores inversiones asociadas a las mayores reservas consideradas en el flujo;
- Parcialmente compensado por el cargo de deterioro de las propiedades, planta y equipo para la UGE Gas – Cuenca Neuquina de Ps 28,3 MM y UGE Gas – Cuenca Austral de Ps 8,2 MM, cuyo origen se basa principalmente en la reducción esperada en el precio de gas de mercado producto de la disminución en el precio de venta a distribuidoras y a usinas (motivado fundamentalmente por el exceso de oferta frente a la demanda doméstica en determinados momentos del año) y en el aumento de la tasa de descuento mencionada anteriormente.

En 2017, la compañía reconoció una reversión parcial del cargo por Ps 5,0 MM, la cual tiene su origen en la combinación de múltiples factores, tales como la variación en la producción y las inversiones asociadas consideradas en el flujo, el efecto de las variaciones en los costos operativos y de abandono, la variación en la tasa de descuento y, en menor medida, la variación en los precios del petróleo, teniendo en cuenta asimismo el valor contable de los activos al 31 de diciembre de 2017 respecto al cierre del año anterior, en función del cargo por amortización contable versus el incremento por nuevas inversiones realizadas, entre otros.



En el año 2018, los resultados de este segmento incluyeron ingresos por Ps 2,3 MM relacionados con la cesión de participación principalmente en las áreas de Aguada Pichana, Aguada de Castro, Bajo del Toro y Cerro Bandera.

Los costos operativos erogables unitarios en dólares del año 2018 fueron de 20,7 USD/bpe, mostrando una disminución del 2,2% frente a los 21,2 USD/bpe del año 2017 (incluyendo tributos por 6,4 USD/bpe y 5,7 USD/bpe para 2018 y 2017 respectivamente). Por su parte, el lifting cost promedio consolidado para la compañía fue de 11,7 USD/bpe, un 9,0% inferior a los 12,8 USD/bpe del año 2017.

Reservas

En el año 2018, las reservas probadas se han incrementado un 16,2%, de 929,1 Mbpe a 1.079,7 Mbpe. La tasa de reemplazo de reservas alcanzó un 177,8%, mientras que la específica de gas fue del 92,9% y la de líquidos fue del 262,3%. Por su parte la incorporación neta de reservas probadas de hidrocarburos alcanzó los 344,2 Mbpe, de los cuales 254,6 Mbbl a la incorporación de reservas de líquidos y 89,6 Mbpe corresponden a incorporación de reservas de gas natural.

En la Cuenca Neuquina se destacan las incorporaciones de reservas comprobadas por el desarrollo de los reservorios no convencionales de la formación Vaca Muerta mayormente en Loma La Lata Norte, La Amarga Chica, Bandurria Sur, Loma Campana, El Orejano, Rincón del Mangrullo y Aguada Pichana.

También este año, dada la mejora en costos y en el precio del petróleo, fue importante la incorporación de reservas en los campos tradicionales bajo recuperación mejorada tales como Puesto Hernández, Chihuido de la Sierra Negra, Señal Picada, Desfiladero Bayo y CNQ 7/A, entre otros, así como aquellos bajo recuperación primaria como Chachauén Sur, Los Caldenes, Cañadón Amarillo, Llanquanelo y Los Cavaos, entre otros.

Además, los campos más destacados en incorporación de tight gas de las formaciones Lajas y Punta Rosada han sido Río Neuquén, Lindero Atravesado y Guanaco.

En la Cuenca Cuyana sobresale la incorporación de reservas en los campos tradicionales de petróleo dada la mejora en los precios del petróleo y baja de costos operativos, principalmente en La Ventana, Barrancas y Vizcacheras.

Por su parte en la Cuenca del Golfo de San Jorge también se destaca la incorporación de reservas en los principales campos de petróleo, tanto en explotación primaria como bajo recuperación secundaria, como ser Manantiales Behr, Los Perales, Escalante, El Trébol, Barranca Baya, Las Heras y Lomas del Cuy, entre otros. El campo Grimbeek perteneciente al área Manantiales Behr ha tenido este año una importante incorporación de reservas de petróleo obtenidas mediante recuperación terciaria por inyección de polímeros.

Finalmente, en Cuenca Austral se destaca la incorporación de reservas por mejoras económicas y comportamiento producción en el Yacimiento Magallanes.

3.1.2 CUARTO TRIMESTRE 2018

El resultado operativo del Upstream del cuarto trimestre 2018, antes de la reversión parcial del cargo por deterioro de activos, totalizó una ganancia de Ps 2,4 MM, en comparación con la pérdida de Ps 1,5 MM del



cuarto trimestre 2017. Considerando las respectivas reversiones del cargo por deterioro de propiedades, planta y equipo de Ps 2,9 MM en el cuarto trimestre 2018 y de Ps 5,0 MM en el cuarto trimestre 2017, el resultado operativo del cuarto trimestre 2018 ascendió a Ps 5,3 MM, siendo un 50,0% superior a los Ps 3,5 MM del cuarto trimestre 2017.

En el cuarto trimestre de 2018, las ventas del segmento crecieron un 91,8% en relación al mismo periodo de 2017, totalizando Ps 62,1 MM. Este incremento se produce como resultado de los siguientes factores:

- Las ventas de petróleo totalizaron Ps 46,5 MM, siendo superiores en Ps 24,8 MM o 114,4% a los Ps 21,7 MM del cuarto trimestre 2017. El precio de realización del crudo expresado en dólares en el cuarto trimestre 2018 aumentó un 2,1% hasta los 59,7 USD/bbl. Asimismo, los volúmenes vendidos a terceros se incrementaron en un 110,2%, mientras que el volumen de petróleo crudo transferido entre segmentos se incrementó en 1,7%;
- Las ventas como productores de gas natural alcanzaron los Ps 14,1 MM reflejando un incremento de Ps 3,1 MM o 27,8% respecto a los Ps 11,0 MM del cuarto trimestre 2017 como consecuencia de un incremento del 76,6% del precio promedio en pesos, considerando que el precio de realización promedio del trimestre en dólares fue de 4,03 USD/Mmbtu, un 16,4% inferior al del mismo trimestre 2017 y considerando la devaluación producida entre ambos períodos. Los volúmenes comercializados presentaron una disminución del 14,2%, en comparación con el mismo periodo de 2017 debido a una menor demanda de este producto. Adicionalmente, se reversaron aproximadamente Ps 2,2 MM de subsidio de áreas no convencionales debido a la no inclusión de ciertas áreas, en el marco de la resolución 46-E/2018.

Durante el cuarto trimestre del año la producción total de hidrocarburos alcanzó los 498,1 Kbped, siendo un 8,4% inferior a la del mismo periodo 2017. La producción de crudo disminuyó un 1,5% totalizando 227,1 Kbbld. El mercado de gas en Argentina durante el año 2018 se caracterizó por el exceso de oferta frente a la demanda doméstica, lo cual impactó en la producción de gas natural a partir del cierre temporal de producción en algunas locaciones, como así también a partir de la reinyección del hidrocarburo. En este orden, la producción de gas natural disminuyó un 13,1% respecto al mismo periodo de 2017, alcanzando los 36,8 Mm3d. Por su parte, la producción de NGL se redujo un 15,1% alcanzando los 39,8 Kbbld afectada principalmente por restricciones en la planta de separación de líquidos como así también a la menor producción de gas antes mencionada.

Respecto de la actividad de desarrollo, en el cuarto trimestre del año se han puesto en producción un total de 101 pozos nuevos, incluyendo los pozos de no convencional y tight mencionados posteriormente.

Durante el cuarto trimestre de 2018, en las áreas de shale la producción neta para YPF alcanzó un total de 66,8 Kbped de hidrocarburos, lo que representa un aumento del 59,6% respecto al cuarto trimestre 2017. Dicha producción se compone por 27,2 Kbbld de crudo, 9,3 Kbbld de NGL y 4,8 Mm3d de gas natural. En cuanto a la actividad de desarrollo operada, se han puesto en producción 29 pozos con objetivo Vaca Muerta, alcanzando un total de pozos activos, al cierre del cuarto trimestre de 2018, de aproximadamente 676 pozos contando con un total de 12 equipos activos de perforación y 8 de workover.

En cuanto al desarrollo de tight gas, la producción neta ascendió en el cuarto trimestre de 2018 a 9,2 Mm3d, de los cuales el 85% proviene de áreas operadas por YPF. En cuanto a la actividad operada se pusieron en producción 14 nuevos pozos, 10 en Estación Fernández Oro, 1 en Rincón del Mangrullo, 2 en Río Neuquén, y 1 en Octógono.

En materia de los costos operativos totales (excluyendo los gastos de exploración) se observó en el cuarto trimestre de 2018 un incremento del 70,4%, alcanzando los Ps 56,2 MM. Se destacan dentro de esta variación:

- Los conceptos relacionados al costo de extracción (“lifting cost”) del cuarto trimestre 2018 ascendieron a Ps 20,7 MM, siendo superiores en Ps 8,9 MM, o 75,5%, a los Ps 11,8 MM del cuarto trimestre 2017. Por su parte, el incremento del indicador unitario, medido en pesos, fue del 90,8%, ponderado por la caída de producción antes comentada;
- Las depreciaciones de propiedades, planta y equipo del cuarto trimestre 2018 ascendieron a Ps 17,1 MM en comparación a los Ps 13,8 MM del cuarto trimestre 2017, lo que representa un incremento de Ps 3,3 MM, o 24,3%, debido fundamentalmente a la apreciación de los mismos teniendo en cuenta su valuación en dólares históricos según la moneda funcional de la compañía, compensado parcialmente por una disminución de las depreciaciones producto de la incorporación de reservas ocurrida durante el año 2018;
- Las regalías y otros cargos asociados a la producción del cuarto trimestre 2018 alcanzaron los Ps 8,4 MM en comparación a los Ps 4,5 MM del cuarto trimestre 2017, lo que representa un incremento de Ps 3,9 MM, o 87,3%. Las regalías sobre la producción de petróleo crudo registraron un aumento de Ps 3,2 MM, mientras que las regalías y otros cargos asociados a la producción de gas natural aumentaron en Ps 0,7 MM, en ambos casos por el mayor valor en boca de pozo de estos productos, el cual se establece en dólares;
- Los cargos por contingencias medioambientales del cuarto trimestre 2018 ascendieron a Ps 1,5 MM registrando un incremento de aproximadamente Ps 1,2 MM, o 409,0%, frente a los Ps 0,3 MM del cuarto trimestre 2017, vinculados a la actividad desarrollada por las áreas de negocio de Upstream;
- Los costos de transporte vinculados a la producción (camión, oleoductos y poliductos en yacimientos) ascendieron en el cuarto trimestre de 2018 a Ps 1,5 MM lo que representa un aumento de aproximadamente Ps 0,7 MM, o 101,5%, respecto a los Ps 0,7 MM del cuarto trimestre 2017.

Los gastos de exploración ascendieron a Ps 3,6 MM en el cuarto trimestre de 2018, presentando un aumento del 416,0% comparado a los Ps 0,7 MM registrados en el cuarto trimestre de 2017 debido principalmente a los mayores resultados negativos provenientes de perforaciones exploratorias improductivas en el presente trimestre versus el mismo período del año 2017, por un monto diferencial de Ps 2,2 MM y a mayores gastos de estudios sísmicos y geológicos por Ps 0,5 MM. Cabe destacar que la inversión exploratoria del cuarto trimestre 2018 fue un 153,1% superior al mismo periodo del año anterior, totalizando Ps 1,7 MM.

Tal como se detalla en la sección anterior (punto 3.1.1), durante el cuarto trimestre de 2018, se reconoció una reversión neta en el cargo por deterioro del valor de sus activos de Ps 2,9 MM. A su vez, en el cuarto trimestre de 2017, la compañía también había reconocido una reversión parcial de dicho cargo por deterioro de Ps 5,0 MM.

Los costos operativos erogables unitarios en dólares del cuarto trimestre 2018 fueron de 21,2 USD/bpe, mostrando una disminución del 4,1% frente a los 22,1 USD/bpe del cuarto trimestre 2017 (incluyendo tributos por 5,8 USD/bpe para ambos periodos). Por su parte el lifting cost promedio consolidado para la compañía en el cuarto trimestre 2018 fue de 12,2 USD/bpe, un 10,1% inferior a los 13,5 USD/bpe del 4T 2017.



Inversiones

Las inversiones acumuladas del Upstream del año 2018 ascendieron a Ps 74,9 MM, siendo superiores en un 68,9% a las del año 2017. En relación a las inversiones mencionadas, cabe destacar que durante el año 2018 el 70,0% fueron destinadas a perforación y workover, el 20,3% a instalaciones, y el 9,7% restante a exploración y otras actividades de Upstream.

Las inversiones en Upstream en el 4T 2018 alcanzaron los Ps 23,2 MM siendo superiores en un 86,0% a las realizadas en el último trimestre de 2017. En relación a las inversiones mencionadas, cabe destacar que durante el cuarto trimestre del año 2018 el 67,7% fueron destinadas a perforación y workover, el 24,6% a Instalaciones y el 7,7% restante a exploración y otras actividades Upstream.

En la cuenca Neuquina la actividad del cuarto trimestre del 2018 estuvo enfocada principalmente en el desarrollo de los bloques Loma Campana, EFO, Loma La Lata, La Amarga Chica, La Calera, Las Manadas, Filo Morado, El Orejano, Desfiladero Bayo, El Cordón, Río Negro Norte, Chachahuen, Río Neuquén, Chihuido La Salina Sur, Aguada Toledo, Octógono, Señal Picada y Octógono. Se continúa con los pilotos con objetivo Vaca Muerta en los bloques Rincón del Mangrullo, Aguada de la Arena, La Ribera, Pampa de las Yeguas y Bajo del Toro. Continúa la actividad de desarrollo en la Cuenca Cuyana, principalmente en los bloques Ugarteche, Mesa Verde, Cerro Fortunoso, La Ventana, Barrancas y Loma Alta Sur. En el Golfo San Jorge, la actividad estuvo centrada en los bloques de Manantiales Behr, El Trébol-Escalante, Seco León, Los Perales, Lomas del Cuy, Barranca Baya, Cañadón Yatel, Restinga Alí, Zona Central y Río Mayo.

En lo que concierne a la actividad exploratoria, el cuarto trimestre de 2018 cubrió las cuencas Neuquina, Golfo San Jorge y Austral. La actividad exploratoria en la cuenca Neuquina se enfocó en los bloques Filo Morado, Los Caldenes, Las Manadas, Loma la Lata, Valle Río Grande, Chachahuen, Aguada Pichana Este, CNQ7 y CNQ7A. En la cuenca Golfo San Jorge la actividad se concentró en los bloques Río Mayo, Sarmiento y El Trebol - Escalante. En la cuenca Austral la actividad se desarrolló en los bloques Cañadón Piedra-Cabo Nombre, Lago Fuego y Los Chorrillos.

Durante el cuarto trimestre del año se han finalizado 10 proyectos exploratorios (9 de petróleo y 1 de gas).

3.2 DOWNSTREAM

4T 2017	3T 2018	4T 2018	Var.% 4T 18 / 4T 17	(Cifras no auditadas)	Ene-Dic 2017	Ene-Dic 2018	Var.% 2018 /2017
5.152	-908	4.356	-15,5%	Resultado operativo (Ps M)	15.813	7.818	-50,6%
56.673	91.220	117.900	108,0%	Ventas netas (Ps M)	196.309	339.730	73,1%
4.129	4.150	4.097	-0,8%	Ventas de productos refinados mercado interno (Km3)	16.376	16.206	-1,0%
467	343	578	23,7%	Exportación productos refinados (Km3)	1.534	1.826	19,0%
228	203	173	-24,1%	Ventas de productos químicos mercado interno (*) (Ktn)	813	791	-2,7%
57	73	139	144,3%	Exportacion de productos químicos (Ktn)	207	410	98,1%
292	280	289	-1,1%	Crudo procesado (Kbped)	293	284	-3,2%
92%	88%	90%	-1,1%	Utilización de las refinерías (%)	92%	89%	-3,2%
2.531	3.660	8.044	217,8%	Inversiones (Ps M)	8.179	15.632	91,1%
1.899	3.465	4.148	118,4%	Depreciaciones (Ps M)	6.926	12.285	77,4%
697	585	610	-12,4%	Precio neto promedio de las naftas en el mercado interno (**) (USD/m3)	666	630	-5,3%
659	577	636	-3,4%	Precio neto promedio del gasoil en el mercado interno (**) (USD/m3)	632	621	-1,7%

(*) No incluye las ventas de fertilizantes.

(**) Precio neto de bonificaciones y comisiones antes de impuestos.

3.2.1 RESULTADOS ACUMULADOS

El resultado operativo del Downstream durante el año 2018 totalizó Ps 7,8 MM, un 50,6% inferior a la del año 2017.

Las ventas netas crecieron un 73,1% en relación al año 2017, alcanzando los Ps 339,7 MM. Se destacan:

- Las ventas de gas oil del año 2018 ascendieron a Ps 139,7 MM, siendo superiores a las del año 2017 en Ps 59,1 MM, o 73,3%, debido a un incremento del 65,9% en el precio promedio obtenido para el mix de gasoil y a mayores volúmenes totales despachados de aproximadamente un 4,5%, reflejando principalmente un incremento del 16,5% en los volúmenes vendidos de Infinia Diesel (gas oil premium);
- Las ventas de naftas del año 2018 ascendieron a los Ps 97,1 MM, siendo superiores a las del año 2017 en Ps 37,9 MM, o 63,9%, debido a un incremento del 58,0% en el precio promedio, sumado a un aumento en los volúmenes totales despachados del 3,7%. Pese a lo anteriormente

- descripto, se observó una disminución del 7,6% en los volúmenes vendidos de Nafta Infinia (nafta premium);
- Las ventas de fuel oil en el mercado local del año 2018 disminuyeron en Ps 3,7 MM, o un 90,4%, hasta los Ps 0,4 MM debido a una disminución en los volúmenes comercializados del 94,5% a las usinas de generación eléctrica las cuales consumieron combustibles alternativos como gas natural, compensado parcialmente por un aumento en el precio promedio de aproximadamente 75,7%;
 - Las restantes ventas en el mercado interno, entre las que se destacan las ventas de jet fuel, GLP, productos petroquímicos y lubricantes entre otros, totalizaron Ps 57,6 MM, reportando un incremento de Ps 27,3 MM o 90,3% respecto a las del año 2017. Se destacan las mayores ventas de jet fuel en un 121,4%, las mayores ventas de GLP en un 90,0%, productos petroquímicos en un 58,6% y mayores ventas de asfaltos en un 37,0%, en todos estos casos principalmente debido a los mayores precios de estos productos medidos en pesos;
 - Por su parte, las exportaciones de productos del año 2018 totalizaron Ps 44,9 MM, reportando un incremento de Ps 22,8 MM, o 103,4% frente a las exportaciones de 2017. Se destacan entre ellos, las mayores exportaciones de productos petroquímicos en un 156,9%, jet fuel en un 139,4% y GLP en un 121,3%. En todos los casos debido a los mayores precios promedio de venta medido en pesos, así como también los mayores volúmenes comercializados. Se registraron también mayores ventas al exterior de carbón residual y petróleo crudo por Ps 2,0 MM y Ps 1,3 MM respectivamente, en ambos casos por mayores volúmenes vendidos. Las exportaciones de harinas y aceite de soja tuvieron un incremento de Ps 0,6 MM o 10,3% debido a los mejores precios obtenidos, compensado parcialmente por una disminución de volúmenes de 31,3%.

En el año 2018 los costos y gastos operativos se incrementaron un 88,1%, o Ps 142,9 MM en relación al mismo periodo del año anterior, alcanzado los Ps 305,2 MM. Se destacan:

- Las compras de petróleo crudo del año 2018 alcanzaron los Ps 176,5 MM, siendo superiores a los Ps 92,2 MM del año 2017 en Ps 84,3 MM o 91,4%. El volumen comprado a terceros tuvo una disminución de 20,2%, mientras que el volumen de crudo transferido del segmento Upstream tuvo un incremento del 0,9%. A su vez, se observó una suba de 98,5% en los precios del petróleo crudo expresado en pesos, principalmente debido al incremento del precio promedio internacional de referencia;
- Las compras de biocombustibles (FAME y bioetanol) del año 2018 alcanzaron los Ps 23,9 MM, reportando un incremento de Ps 5,9 MM, o 32,8% respecto al 2017, debido principalmente a un aumento de 46,5% y 19,6% en el precio del FAME y el bioetanol respectivamente, y a un incremento en los volúmenes comprados de bioetanol del 3,6%, todo ello compensado parcialmente por una disminución en los volúmenes adquiridos de FAME del 3,9%;
- Las importaciones de combustibles del año 2018 alcanzaron los Ps 22,2 MM, siendo superiores a los Ps 6,6 MM de 2017 en Ps 15,6 MM, o 235,0%, debido fundamentalmente al menor procesamiento de este producto, como así también por las mayores importaciones de gas oil y

jet fuel, con incrementos de Ps 10,7 MM y Ps 3,7 MM, respectivamente, debido a los mayores precios internacionales, a mayores volúmenes importados, como así también a la importante devaluación acaecida en el presente período;

- La recepción de granos a través de la modalidad de canje en el segmento de ventas al agro, las cuales contablemente se registran como compras, alcanzaron los Ps 7,1 MM en 2018, siendo superiores a los Ps 5,3 MM del año 2017 en Ps 1,8 MM, o 34,0%. Dicho incremento se debe principalmente por un mayor precio promedio en torno al 58,7% compensado parcialmente por una disminución en los volúmenes de 15,6%;
- Las compras de fertilizantes para su reventa durante 2018 alcanzaron los Ps 4,1 MM, siendo superiores a los Ps 1,7 MM de 2017 en Ps 2,4 MM, o 142,0%, debido a un incremento en el precio de compra de aproximadamente 117,3% y a un aumento de los volúmenes adquiridos del 11,3%;
- En el año 2018 se registró una variación de existencia negativa en este segmento por Ps 1,8 MM comparado con los Ps 3,7 MM positivos de 2017, principalmente como consecuencia de una menor valoración de los stocks con respecto a la ocurrida en el ejercicio anterior debido a la disminución en el precio de crudo hacia fines de 2018 (valorizado a precio de transferencia);
- Con respecto a los costos de producción, los conceptos vinculados al costo de refinación del año 2018 totalizaron Ps 13,1 MM, siendo superiores a los Ps 10,3 MM del año 2017 en Ps 2,8 MM, o 27,3%. Dicho incremento fue fundamentalmente motivado por los mayores cargos por servicios de reparación y mantenimiento, de consumo de materiales, repuestos y otros suministros. Como consecuencia de esto, y considerando asimismo que el nivel de procesamiento en refinerías fue un 3,2% inferior, el costo de refinación unitario aumentó en el año 2018 en un 31,5% en comparación con el año 2017 ponderado por la caída de los volúmenes procesados antes comentada;
- Las depreciaciones de propiedades, planta y equipo correspondientes al proceso productivo del año 2018 ascendieron a Ps 10,2 MM, lo que representa un incremento de aproximadamente Ps 4,4 MM, o 75,7%, motivado fundamentalmente por los mayores valores de activos sujetos a depreciación respecto al mismo período del año anterior y debido a la mayor valuación de los mismos teniendo en cuenta la moneda funcional de la compañía;
- Los costos de transporte vinculados a la producción (naval, oleoductos y poliductos) correspondientes al año 2018 alcanzaron los Ps 7,1 MM, lo que representa un incremento de Ps 2,0 MM, o 38,6% frente a los Ps 5,1 MM del año 2017 debido principalmente a un aumento de las tarifas en pesos;
- Los cargos por contingencias medioambientales, vinculadas a la actividad desarrollada por las áreas de negocios de Downstream durante el año 2018, alcanzaron los Ps 1,3 MM siendo superiores a los Ps 0,8 MM del año 2017 en aproximadamente Ps 0,5 MM, o 56,0%.

Los gastos de comercialización del año 2018 ascendieron a Ps 26,2 MM, presentando un incremento de Ps 8,9 MM, o 51,8% en comparación a los Ps 17,3 MM del año 2017. Dicho incremento fue motivado fundamentalmente por los mayores costos por transporte de productos, vinculados principalmente a los mayores volúmenes transportados, debido a las mayores ventas, y al incremento en los precios de

combustibles en el mercado interno, por el incremento en los gastos de personal, mayores montos de impuesto a los débitos y créditos bancarios y mayores retenciones a las exportaciones, principalmente de harinas y aceites.

Durante el año 2018 los niveles de procesamiento de las refinerías alcanzaron un 88,8%, un 3,2% inferior respecto al año 2017, debido principalmente a la menor demanda de fuel oil por mayor disponibilidad de gas natural en el sistema. Con estos niveles de procesamiento, se obtuvo una mayor producción de gas oil (+0,6%) y de naftas (+2,1%) correspondiente a la mayor producción de Nafta Super (+10,9%) compensada en parte por una menor producción de Nafta Infinia (-14,8%), mientras que se incrementó la producción de otros refinados como gas licuado de petróleo (GLP) y carbón de petróleo y disminuyó la producción de fuel oil, asfaltos, bases lubricantes y nafta petroquímica, todo ello en comparación con las producciones del año anterior.

3.2.2 CUARTO TRIMESTRE 2018

El segmento del Downstream en el 4T de 2018 registró un resultado operativo de Ps 4,4 MM, lo que representa una disminución del 15,5% frente a la ganancia operativa de Ps 5,2 MM reportada en el 4T 2017.

Los ingresos netos del segmento Downstream, durante el cuarto trimestre de 2018 alcanzaron los Ps 117,9 MM, representando un incremento de 108,0% en relación con los Ps 56,7 MM correspondientes al mismo período de 2017. Este incremento se produce debido a los siguientes factores:

- Las ventas de gas oil del cuarto trimestre 2018 ascendieron a Ps 48,1 MM, siendo superiores a las del cuarto trimestre 2017 en Ps 24,9 MM, o 107,5%, debido a un incremento del 104,8% en el precio promedio obtenido para el mix de gasoil y a mayores volúmenes totales despachados de aproximadamente un 1,3%. Se observó un incremento del 4,6% en los volúmenes vendidos de Infinia Diesel (gas oil premium);
- Las ventas de naftas del cuarto trimestre 2018 ascendieron a los Ps 32,8 MM, siendo superiores a las del cuarto trimestre 2017 en Ps 15,5 MM, o 89,7%, debido a un incremento del 88,3% en el precio promedio para el mix de naftas y a mayores volúmenes totales despachados de aproximadamente 0,8%. A pesar de lo antes descripto, se observó una disminución del 25,7% en los volúmenes vendidos de Nafta Infinia (nafta premium);
- Las restantes ventas en el mercado interno del cuarto trimestre 2018, entre las que se destacan las ventas de jet fuel, GLP, productos petroquímicos y lubricantes entre otros, totalizaron Ps 20,7 MM, reportando un incremento de Ps 11,3 MM o 119,4% respecto a las del cuarto trimestre 2017. Se destacan las mayores ventas de jet fuel en un 206,4%, las mayores ventas de carbón residual en un 183,0%, fertilizantes en un 114,7%, las mayores ventas de GLP en un 97,1%, productos petroquímicos en un 64,4% y lubricantes en un 53,2%, en todos estos casos principalmente debido a los mayores precios de estos productos medidos en pesos;
- Por su parte, los ingresos obtenidos por el segmento Downstream en mercado externo durante el cuarto trimestre 2018 alcanzaron los Ps 16,2 MM, reportando un incremento de Ps 9,5 MM, o 140,8% frente a las exportaciones de 2017. Se destacan entre ellos, las mayores exportaciones de jet fuel por Ps 3,7 MM, o 189,1%, de productos petroquímicos por Ps 2,3 MM, o 299,3%, y de

GLP por Ps 0,8 MM, o 148,2%, en todos los casos debido a un incremento en los precios promedio de venta medido en pesos, y a los mayores volúmenes exportados.

En el cuarto trimestre de 2018 los costos y gastos operativos se incrementaron un 126,8%, o Ps 58,4 MM, en relación al mismo periodo del año anterior, alcanzando los Ps 104,4 MM. Se destacan:

- Las compras de petróleo crudo del cuarto trimestre 2018 ascendieron a Ps 56,9 MM, siendo superiores a los Ps 27,0 MM del cuarto trimestre 2017 en Ps 29,9 MM o 111,0%. Se observó una suba de 114,7% en los precios del petróleo crudo expresado en pesos, principalmente debido al incremento del precio internacional de referencia. A su vez, el volumen comprado a terceros tuvo una disminución de 14,6%, mientras que el volumen de crudo transferido del segmento Upstream tuvo un incremento del 1,7%;
- Las compras de biocombustibles (FAME y bioetanol) correspondientes al cuarto trimestre 2018 alcanzaron los Ps 7,7 MM, reportando un incremento de Ps 3,0 MM, o 62,2%, debido principalmente a un aumento de un 77,0% y 45,4% en el precio del FAME y el bioetanol respectivamente;
- Las importaciones de combustibles del cuarto trimestre 2018 alcanzaron los Ps 6,5 MM, siendo superiores a los Ps 2,1 MM del cuarto trimestre 2017 en Ps 4,3 MM o 203,8% que corresponden fundamentalmente a mayores importaciones de gas oil, debido tanto a los mayores volúmenes adquiridos como a los mayores precios internacionales de dicho producto, considerando asimismo la devaluación acontecida en el presente período;
- Las compras de fertilizantes para su reventa correspondientes al cuarto trimestre 2018 ascendieron a Ps 1,2 MM, reflejando un incremento de Ps 0,6 MM, o 100,0%, respecto al cuarto trimestre de 2017, debido a un incremento en el precio de compra de aproximadamente 147,7%, compensado en parte por una disminución de los volúmenes adquiridos del 19,3%;
- En el cuarto trimestre de 2018 se registró en este segmento una variación de stock negativa por Ps 6,8 MM en comparación con la variación de stock positiva registrada en el cuarto trimestre de 2017 de Ps 2,2 MM, principalmente como consecuencia de una menor valoración de los stocks con respecto a la ocurrida en el ejercicio anterior debido a la disminución en el precio de crudo hacia fines de 2018 (valorizado a precio de transferencia);
- Con relación a los costos de producción, los conceptos vinculados al costo de refinación del cuarto trimestre 2018 totalizaron Ps 4,3 MM, siendo superiores a los Ps 2,8 MM del cuarto trimestre 2017 en aproximadamente Ps 1,5 MM, o 56,4%. Dichos incrementos están fundamentalmente motivados por los mayores cargos por servicios de reparación y mantenimiento, de consumo de materiales, repuestos y otros suministros. Como consecuencia de esto, y considerando asimismo que el nivel de procesamiento en refinerías fue un 1,1% inferior, el costo de refinación unitario aumentó en el cuarto trimestre de 2018 en un 58,1% en comparación con el mismo período de 2017;
- Las depreciaciones de propiedades, planta y equipo correspondientes al proceso productivo del cuarto trimestre 2018 ascendieron a Ps 3,5 MM, reflejando un incremento de aproximadamente Ps 1,9 MM, o 117,4%, motivado fundamentalmente por los mayores valores de los activos sujetos

a depreciación respecto al mismo período del año anterior debido a la mayor valuación de los mismos teniendo en cuenta la moneda funcional de la compañía;

- Los costos de transporte vinculados a la producción (naval, oleoductos y poliductos) correspondientes al cuarto trimestre 2018 alcanzaron los Ps 2,4 MM, lo que representa un incremento de Ps 1,1 MM, o 80,0% frente a los Ps 1,3 MM del cuarto trimestre 2017;
- Los cargos por contingencias medioambientales, vinculadas a la actividad desarrollada por las áreas de negocio de Downstream correspondientes al cuarto trimestre 2018, ascendieron a Ps 1,0 MM siendo superiores a los Ps 0,8 MM del cuarto trimestre 2017 en aproximadamente Ps 0,2 MM, o 33,1%.

Los gastos de comercialización del cuarto trimestre 2018 ascendieron a Ps 8,9 MM, presentando un incremento de Ps 3,9 MM, o 79,3%, en comparación a los Ps 5,0 MM del cuarto trimestre 2017. Dicho incremento fue motivado fundamentalmente por los mayores cargos por transporte de productos, vinculados principalmente a los mayores volúmenes vendidos y al incremento en las tarifas de transporte de combustibles en el mercado interno, como así también por mayores cargos por depreciación de activos fijos, mayores gastos de personal y mayores montos de impuesto a los débitos y créditos bancarios y retenciones a las exportaciones.

El volumen de crudo procesado en el trimestre fue de 289,1 Kbbld, un 1,1% inferior al del cuarto trimestre del 2017 principalmente a causa de mayores paradas técnicas programadas en nuestros complejos industriales. Con estos niveles de procesamiento, se obtuvo una mayor producción de Naftas (+0,7%) (correspondiente a la mayor producción de Nafta Super (+10,4%) compensada en parte por una menor producción de Nafta Infinia (-20,6%)) y una menor producción de gas oil (-3,7%). Adicionalmente se incrementó la producción de otros refinados como gas licuado de petróleo (GLP), carbón de petróleo y bases lubricantes y disminuyó la producción de Fuel Oil, asfaltos y nafta petroquímica, todo ello en comparación con las producciones del cuarto trimestre del año anterior.

Inversiones

Las inversiones acumuladas del Downstream del año 2018 totalizaron Ps 15,6 MM, siendo un 91,1% superiores a las del año 2017. Por su parte las inversiones del 4T 2018 alcanzaron los Ps 8,0 MM, un 217,8% superiores a las del 4T 2017.

En el cuarto trimestre 2018 finalizaron las obras de blending de naftas en Refinería Luján de Cuyo y en Refinería La Plata, realizadas con el objetivo de aumentar la capacidad de elaboración de naftas premium. En Refinería La Plata prosiguen obras adicionales con el mismo propósito. Continúan los desarrollos de las Ingenierías para las nuevas unidades de hidrotreatmento de naftas y gasoil a realizarse en las tres refinerías. Las obras en los Complejos antes mencionadas se realizan con el objetivo de dar cumplimiento a la Resolución 5/2016 de la Secretaría de Recursos Hidrocarbúricos sobre nuevas especificaciones de combustibles, cuyas principales modificaciones tendrán vigencia a partir de 2019 y de 2022.

En las instalaciones de refino, logísticas y de despacho de productos petrolíferos se continúa con las obras de mejoras en la infraestructura, en aspectos de seguridad y medio ambiente. Se da continuidad en el Complejo Industrial La Plata a la obra de recepción de crudo, que permitirá una mayor flexibilidad en el



procesamiento y tendrá una mejora en las condiciones de seguridad, tanto de las instalaciones del mencionado Complejo como de las logísticas asociadas.

3.3 GAS Y ENERGÍA

4T 2017	3T 2018	4T 2018	Var.% 4T18 / 4T17	(Cifras no auditadas)	Ene-Dic 2017	Ene-Dic 2018	Var.% 2018 / 2017
195	2.920	766	292,8%	Resultado operativo (Ps M)	3.259	16.786	415,1%
14.208	31.539	26.569	87,0%	Ventas netas (Ps M)	60.880	99.038	62,7%
1.262	442	951	-24,6%	Inversiones (Ps M)	3.867	1.968	-49,1%
93	73	734	689,2%	Depreciaciones (Ps M)	290	928	220,0%

3.3.1 RESULTADOS ACUMULADOS

El segmento de negocios de Gas y Energía registró un resultado operativo en el año 2018 de Ps 16,8 MM, lo que representa un incremento del 415,1% frente a los Ps 3,3 MM del año 2017.

Los ingresos netos del segmento durante el año 2018 ascendieron a Ps 99,0 MM, reportando un incremento del 62,7% respecto año anterior. Se destacan:

- Las ventas como productores de gas natural en el mercado interno se incrementaron en Ps 17,8 MM, o 41,8%, como consecuencia de un incremento en el precio promedio de 50,7% en pesos, compensado parcialmente con una reducción del 6,2% en el volumen vendido. Esta reducción se explica por la disminución del 4,6% en los volúmenes despachados a raíz de la menor producción y demanda de gas natural en el año 2018 y a que en el primer trimestre de 2017 se habían facturado 242 millones de m3 oportunamente inyectados y pendientes de nominación;
- Las ventas de gas natural al segmento minorista (clientes residenciales y pequeñas industrias y comercios) se incrementaron en Ps 14,5 MM, o 140,6%. Este incremento se explica principalmente por nuestra compañía controlada Metrogas S.A., que por ser moneda funcional peso y en base a las normas locales vigentes, registró en sus ventas un ajuste por inflación de Ps 4,7 MM correspondiente a 2018. Adicionalmente obtuvo un mayor precio promedio de 122,2%, compensado parcialmente por una disminución de 2,0% en los volúmenes comercializados a través de su red de distribución;
- Asimismo, en el primer trimestre de 2018, se registró un resultado por la revaluación de la inversión de YPF en YPF Energía Eléctrica (YPF EE) por Ps 12,0 MM.

3.3.2 CUARTO TRIMESTRE 2018

En el cuarto trimestre de 2018 el segmento de negocios de Gas y Energía registró un resultado operativo de Ps 0,8 MM, lo que representa un incremento del 292,8% frente a los Ps 0,2 MM del mismo periodo 2017.

Nuestra subsidiaria Metrogas S.A. registró una utilidad operativa de Ps 4,2 MM en el presente trimestre de 2018, que resultó superior a la utilidad operativa de Ps 1,4 MM del mismo período de 2017, principalmente debido a mayor margen por aumento de tarifas medido en pesos.



A su vez, como consecuencia del acuerdo para la capitalización de YPF EE, se produjo la desconsolidación de esta compañía que en el cuarto trimestre de 2017 había incorporado Ps 0,8 MM de resultado operativo a las cifras del Grupo.

Los ingresos netos del segmento durante el cuarto trimestre del 2018 ascendieron a Ps 26,6 MM, reportando un incremento del 87,0% respecto año anterior. Se destacan:

- Las ventas como productores de gas natural se incrementaron en Ps 3,1 MM, o 30,7%, como consecuencia de un incremento en el precio promedio de 77,4% en pesos, compensado parcialmente por una disminución en el volumen vendido de 14,2% debido a la menor demanda y por la reversión de aproximadamente Ps 2,2 MM de subsidio de áreas no convencionales producto de la no inclusión de ciertas áreas en el marco de la resolución 46-E/2018;
- Las ventas de gas natural al segmento minorista (clientes residenciales y pequeñas industrias y comercios) se incrementaron en Ps 7,9 MM, o 410,5%. Este incremento se explica principalmente por nuestra compañía controlada Metrogas S.A., que por ser moneda funcional peso y en base a las normas locales vigentes, registró en sus ventas un ajuste por inflación de Ps 4,7 MM correspondientes al cuarto trimestre 2018. Adicionalmente obtuvo un mayor precio promedio de venta de 220,7%, compensado en parte por una disminución de 7,8% en los volúmenes comercializados a través de su red de distribución.

3.4 CORPORACIÓN Y OTROS

Este segmento de negocio incluye fundamentalmente los gastos de funcionamiento de la corporación y las demás actividades no imputadas a los negocios previamente mencionados.

El resultado operativo de la corporación en el año 2018 fue negativo en Ps 6,1 MM, frente a la pérdida operativa de Ps 4,4 MM correspondientes al mismo período de 2017. Dicha variación está relacionada principalmente con los incrementos en los gastos de personal, a los mayores costos en contrataciones de servicios y licencias informáticas, muchos de los cuales están dolarizados, a los mayores cargos relacionados con la publicidad institucional y a mayores cargos en las depreciaciones de activos fijos.

Por su parte, los ajustes de consolidación, que corresponden a la eliminación de los resultados entre los distintos segmentos de negocios que no han trascendido a terceros, tuvieron un importe positivo de Ps 2,7 MM en el año 2018 y de un monto negativo de Ps 2,5 MM en 2017. En el presente año disminuyó la brecha entre los precios de transferencia entre negocios y el costo de reposición de los inventarios de la compañía mientras que, en año 2017, la misma se había ampliado. En ambos casos, el movimiento de los precios de transferencia refleja las variaciones de los precios de mercado, especialmente del petróleo crudo.

4. LIQUIDEZ Y RECURSOS DE CAPITAL

Durante el año 2018, la generación de caja operativa alcanzó los Ps 125,1 MM, un 73,8% superior a la del año anterior. Esta variación de Ps 53,1 MM tuvo lugar principalmente por el aumento del EBITDA de Ps 54,8 MM, sin considerar el resultado por revaluación de la inversión en YPF EE antes mencionado, y con variaciones de capital de trabajo compensadas entre sí. Dicha generación de fondos durante 2018 permitió superar sustancialmente el monto que la Sociedad requirió para financiar las inversiones realizadas durante el presente período.

El flujo de efectivo aplicado a las actividades de inversión alcanzó un total de Ps 82,2 MM durante el año 2018, un 48,9% superior al del año 2017. Por una parte, las inversiones en activos fijos e intangibles totalizaron Ps 88,3 MM en el año 2018 y fueron superiores en un 48,1% a las del 2017. Por otra parte, se realizaron parcialmente las tenencias de títulos públicos BONAR 2020 y 2021, con un ingreso de efectivo de Ps 7,9 MM.

A su vez, como resultado de sus actividades de financiación, durante el 2018 la Sociedad tuvo una disminución neta de fondos de Ps 43,7 MM, en comparación con la disminución neta de fondos de Ps 0,4 MM ocurrida en 2017. Esta diferencia fue generada por una menor toma y una mayor cancelación de vencimientos de deuda por Ps 34,4 MM y por un mayor pago de intereses por Ps 8,4 MM.

La generación de recursos previamente explicada, sumada a la tenencia en bonos soberanos y aquellos recibidos oportunamente por los cobros adeudados del Plan Gas del año 2015, que aún se conservan en cartera, deviene en una posición de efectivo y equivalentes de Ps 57,0 MM₍₁₎ al 31 de diciembre de 2018.

De este modo, la deuda total expresada en dólares alcanzó los USD 8,9 MM, y la deuda neta los USD 7,4 MM₍₁₎, con una ratio Deuda neta/EBITDA₍₂₎ de 1,68x.

El costo promedio de la deuda nominada en pesos al cierre del ejercicio 2018 fue de 44,71%, mientras que el costo promedio de la deuda nominada en dólares 7,37%.



Durante el tercer trimestre del 2018 se realizó una recompra de la Clase XXVI por un monto total de USD 0,2 MM valor nominal con vencimiento Diciembre 2018. Llegada esa fecha, se canceló su totalidad por un monto total de USD 0,3 MM.

- (1) Incluye inversiones en activos financieros (títulos públicos) por USD 291 millones a valor de mercado
- (2) Deuda Neta: 7.397 MUSD / EBITDA LTM: 4.410 MUSD = 1,68x

5. TABLAS Y NOTAS
Resultados 2018 y 4T 2018

5.1 ESTADO DE RESULTADOS CONSOLIDADO
YPF S.A. Y SOCIEDADES CONTROLADAS
 (Cifras expresadas en millones de pesos)

4T 2017	3T 2018	4T 2018	Var.% 4T18 / 4T17		Ene-Dic 2017	Ene-Dic 2018	Var.% 2018 / 2017
69.614	121.188	145.775	109,4%	Ingresos	252.813	435.820	72,4%
(60.231)	(95.993)	(118.173)	96,2%	Costos	(211.812)	(359.570)	69,8%
9.383	25.195	27.602	194,2%	Resultado bruto	41.001	76.250	86,0%
(5.174)	(7.113)	(9.743)	88,3%	Gastos de comercialización	(17.954)	(27.927)	55,5%
(2.771)	(3.669)	(4.948)	78,6%	Gastos de administración	(8.736)	(13.922)	59,4%
(696)	(1.082)	(3.597)	416,8%	Gastos de exploración	(2.456)	(5.466)	122,6%
5.032	-	2.900	-42,4%	Recupero/(Deterioro) de propiedades, planta y equipo	5.032	2.900	-42,4%
(728)	(646)	(219)	-69,9%	Otros resultados operativos, netos	(814)	11.945	N/A
5.046	12.685	11.995	137,7%	Resultado operativo	16.073	43.780	172,4%
882	(1.573)	7.337	731,9%	Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	1.428	4.839	238,9%
8.660	46.980	(922)	N/A	Ingresos financieros	17.623	100.083	467,9%
(9.764)	(22.501)	(7.931)	-18,8%	Costos financieros	(28.629)	(63.681)	122,4%
984	988	1.966	99,8%	Otros resultados financieros	2.208	5.123	132,0%
(120)	25.467	(6.887)	5639,2%	Resultados financieros netos	(8.798)	41.525	N/A
5.808	36.579	12.445	114,3%	Resultado antes de impuesto a las ganancias	8.703	90.144	935,8%
6.154	(23.372)	5.460	-11,3%	Impuesto a las ganancias	3.969	(51.538)	N/A
11.962	13.207	17.905	49,7%	Resultado neto del ejercicio	12.672	38.606	204,7%
(48)	4	555	N/A	Resultado neto atribuible al interés no controlante	332	(7)	N/A
12.010	13.203	17.350	44,5%	Resultado neto atribuible al accionista de la controlante	12.340	38.613	212,9%
30,59	33,50	44,38	45,1%	Resultado neto por acción básico y diluida	31,43	98,43	213,2%
10.333	106.585	(16.789)	N/A	Otros resultados integrales	21.917	172.600	687,5%
22.295	119.792	1.116	-95,0%	Resultado integral total del periodo	34.589	211.206	510,6%
16.745	36.821	35.434	111,6%	EBITDA (*)	66.791	133.529	99,9%

Nota: Datos según Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF).

(*) EBITDA = Utilidad Operativa + Depreciación de propiedad, planta y equipo + Amortización de activos intangibles + Perforaciones exploratorias improductivas + (Recupero) / Deterioro de propiedades, planta y equipo.

5.2 BALANCE GENERAL CONSOLIDADO
YPF S.A. Y SOCIEDADES CONTROLADAS
 (Cifras expresadas en millones de pesos)

	<u>31/12/2017</u>	<u>31/12/2018</u>
Activo No Corriente		
Activos intangibles	9.976	20.402
Propiedades, planta y equipo	354.443	699.087
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	6.045	32.686
Activos mantenidos para su disposición	8.823	-
Activos por impuesto diferido, netos	588	301
Otros créditos	1.335	9.617
Créditos por ventas	2.210	23.508
Total del activo no corriente	<u>383.420</u>	<u>785.601</u>
Activo Corriente		
Activos mantenidos para su disposición	-	3.189
Inventarios	27.149	53.324
Activos de contratos	142	420
Otros créditos	12.684	21.867
Créditos por ventas	40.649	72.646
Inversiones en activos financieros	12.936	10.941
Efectivo y equivalentes de efectivo	28.738	46.028
Total del activo corriente	<u>122.298</u>	<u>208.415</u>
Total del activo	<u>505.718</u>	<u>994.016</u>
Patrimonio Neto		
Aportes de los propietarios	10.402	10.518
Reservas, otros resultados integrales y resultados acumulados	141.893	348.682
Interés no controlante	238	3.157
Total Patrimonio Neto	<u>152.533</u>	<u>362.357</u>
Pasivo No Corriente		
Pasivo asociados con activos mantenidos para su disposición	4.193	-
Provisiones	54.734	83.388
Pasivos por impuesto diferido, netos	37.645	91.125
Pasivos de contratos	1.470	1.828
Cargas fiscales	220	2.175
Préstamos	151.727	270.252
Otros pasivos	277	549
Cuentas por pagar	185	3.373
Total del pasivo no corriente	<u>250.451</u>	<u>452.690</u>
Pasivo Corriente		
Pasivo asociados con activos mantenidos para su disposición	-	3.133
Provisiones	2.442	4.529
Impuesto a las ganancias a pagar	191	357
Pasivos de contratos	1.460	4.996
Cargas fiscales	6.879	10.027
Remuneraciones y cargas sociales	4.132	6.154
Préstamos	39.336	64.826
Otros pasivos	2.383	722
Cuentas por pagar	45.911	84.225
Total del pasivo corriente	<u>102.734</u>	<u>178.969</u>
Total del pasivo	<u>353.185</u>	<u>631.659</u>
Total del Pasivo y Patrimonio Neto	<u>505.718</u>	<u>994.016</u>

Nota: Datos según Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF).

5.3 ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO CONSOLIDADO YPF S.A. Y SOCIEDADES CONTROLADAS (Cifras expresadas en millones de pesos)

4T 2017	3T 2018	4T 2018		Ene-Dic 2017	Ene-Dic 2018
			Actividades operativas:		
11.962	13.207	17.905	Resultado neto	12.672	38.606
(882)	1.573	(7.337)	Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	(1.428)	(4.839)
16.058	23.251	22.915	Depreciación de propiedades, planta y equipo	53.512	87.569
233	450	738	Amortización de activos intangibles	838	1.749
1.374	2.735	6.352	Bajas de propiedades, planta y equipo y activos intangibles y consumo de materiales	4.592	12.101
(6.154)	23.372	(5.460)	Cargo por impuesto a las ganancias	(3.969)	51.538
(5.032)	-	(2.900)	(Recupero)/Deterioro de propiedades, planta y equipo y activos intangibles	(5.032)	(2.900)
2.608	2.415	(9.399)	Aumento neto de provisiones	4.924	(3.422)
362	(25.730)	18.333	Efecto de las variaciones de los tipos de cambio, intereses y otros	7.611	(29.655)
46	80	102	Planes de beneficios en acciones	162	308
(206)	(270)	(147)	Seguros devengados	(206)	(417)
-	-	-	Resultado por desconsolidación de subsidiarias	-	(11.980)
(246)	(14.041)	1.080	Cambios en activos y pasivos:	(8.073)	(24.868)
(1.236)	(958)	(5.569)	Créditos por ventas	895	(9.873)
(355)	(5.144)	5.123	Otros créditos	(1.556)	951
2.098	9.570	2.329	Inventarios	3.747	18.769
354	1.506	(1.832)	Cuentas por pagar	2.550	2.615
772	926	1.564	Cargas fiscales	1.065	1.904
(237)	251	44	Remuneraciones y cargas sociales	(717)	(1.178)
(407)	(775)	(875)	Otros pasivos	(1.388)	(2.652)
-	(162)	38	Disminución de provisiones incluidas en el pasivo por pago/utilización	(130)	(278)
-	(126)	1.354	Activos de contratos	2.661	2.179
-	348	109	Pasivos de contratos	328	583
-	476	20	Dividendos cobrados	-	496
(323)	(744)	(675)	Cobro de seguros por pérdida de beneficio	(1.084)	(2.248)
20.789	32.210	43.812	Pagos de impuesto a las ganancias	71.974	125.058
			Flujo neto de efectivo de las actividades operativas		
			Actividades de inversión:		
(15.667)	(23.426)	(30.968)	Adquisiciones de propiedad, planta y equipo y activos intangibles	(59.618)	(88.293)
(462)	-	4	Aportes y adquisiciones en asociadas y negocios conjuntos	(891)	(280)
1.883	997	1.477	Cobro por ventas de activos financieros	4.287	7.879
-	-	(2.307)	Pagos por combinación de negocios	-	(2.307)
-	-	-	Inversiones en activos financieros	-	-
-	-	-	Cobro de seguros por daño material	-	-
469	-	457	Intereses cobrados de activos financieros	980	750
(13.777)	(22.429)	(31.337)	Flujo neto de efectivo de las actividades de inversión	(55.242)	(82.251)
			Actividades de financiación:		
(11.469)	(18.267)	(22.939)	Pago de préstamos	(36.346)	(55.734)
(4.387)	(8.248)	(7.664)	Pago de intereses	(17.912)	(26.275)
21.316	12.530	10.996	Préstamos obtenidos	54.719	39.673
-	-	-	Recompra de acciones propias	(100)	(120)
-	-	-	Aportes del interés no controlante	-	-
(716)	-	(1.200)	Dividendos pagados	(716)	(1.200)
4.744	(13.985)	(20.807)	Flujo neto de efectivo de las actividades de financiación	(355)	(43.656)
1.162	15.868	(3.555)	Efecto de las variaciones de los tipos de cambio sobre el efectivo y equivalentes	1.665	18.139
(61)	-	-	Reclasificación a activos mantenidos para su disposición	(61)	-
-	-	-	Desconsolidación de subsidiarias	-	-
12.857	11.664	(11.887)	Aumento (disminución) neto del efectivo y equivalentes	17.981	17.290
15.881	46.251	57.915	Efectivo y equivalentes al inicio del ejercicio	10.757	28.738
28.738	57.915	46.028	Efectivo y equivalentes al cierre del período	28.738	46.028
12.857	11.664	(11.887)	Aumento (disminución) neto del efectivo y equivalentes	17.981	17.290
			COMPONENTES DEL EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL CIERRE DEL PERIODO		
9.672	9.215	6.678	Caja y Bancos	9.672	6.678
19.066	48.700	39.350	Otros Activos Financieros	19.066	39.350
28.738	57.915	46.028	TOTAL EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL CIERRE DEL PERIODO	28.738	46.028

Nota: Datos según Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF).

5.4 INFORMACIÓN CONSOLIDADA SOBRE SEGMENTOS DE NEGOCIO
YPF S.A. Y SOCIEDADES CONTROLADAS
 (Cifras expresadas en millones de pesos)

4T 2018	Upstream	Gas y Energía	Downstream	Administración Central y Otros	Ajustes de Consolidación	Total
Ingresos por ventas	2.070	24.398	117.354	3.538	(1.585)	145.775
Ingresos intersegmentos	60.040	2.171	546	5.619	(68.376)	-
Ingresos Ordinarios	62.110	26.569	117.900	9.157	(69.961)	145.775
Resultado operativo	5.252	766	4.356	(1.930)	3.551	11.995
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	-	7.265	72	-	-	7.337
Depreciación de propiedades, planta y equipo	17.117	734	4.148	916	-	22.915
Recupero/(Deterioro) de propiedades, planta y equipo	(2.900)	-	-	-	-	(2.900)
Inversión en propiedades, planta y equipo	11.492	951	8.044	1.717	-	22.204
Activos	480.263	129.885	307.312	82.762	(6.206)	994.016

4T 2017	Upstream	Gas y Energía	Downstream	Administración Central y Otros	Ajustes de Consolidación	Total
Ingresos por ventas	266	13.033	56.379	631	(695)	69.614
Ingresos intersegmentos	32.110	1.175	294	1.968	(35.547)	-
Ingresos Ordinarios	32.376	14.208	56.673	2.599	(36.242)	69.614
Resultado operativo	3.502	195	5.152	(1.586)	(2.217)	5.046
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	-	281	601	-	-	882
Depreciación de propiedades, planta y equipo	13.782	93	1.899	284	-	16.058
Recupero/(Deterioro) de propiedades, planta y equipo	(5.032)	-	-	-	-	(5.032)
Inversión en propiedades, planta y equipo	7.559	1.262	2.531	862	-	12.214
Activos	251.525	45.395	158.800	53.934	(3.936)	505.718

5.5 PRINCIPALES MAGNITUDES FINANCIERAS EXPRESADAS EN DÓLARES ESTADOUNIDENSES

<i>Millones de USD</i>	2017	2018	2018	Var	2017	2018	Var
	4T	3T	4T	4T 18 / 4T 17	Ene-Dic	Ene-Dic	2018 / 2017
ESTADO DE RESULTADOS							
Ingresos Ordinarios	3.976	3.784	3.939	-0,9%	15.291	15.544	1,7%
Costos de Ventas	-3.440	-2.998	-3.193	-7,2%	-12.794	-12.910	0,9%
Utilidad bruta	536	787	746	39,2%	2.498	2.634	5,5%
Otros resultados operativos	-248	-391	-422	70,2%	-1.523	-957	-37,2%
Utilidad operativa	288	396	324	12,5%	975	1.678	72,1%
Depreciaciones + deterioro del valor de propiedad, planta y equipo y activos intangibles	630	726	541	-14,1%	2.942	3.185	8,3%
Amortización de activos intangibles	13	14	20	49,8%	51	60	18,3%
Perforaciones exploratorias improductivas	25	14	73	188,8%	86	97	12,1%
EBITDA	956	1.150	957	0,1%	4.053	5.019	23,8%
EBITDA recurrente	956	1.150	957	0,1%	4.053	4.410	8,8%
UPSTREAM							
Ventas netas	1.849	1.982	1.678	-9,2%	7.060	7.602	7,7%
Utilidad operativa	200	381	142	-29,0%	222	755	240,0%
Depreciaciones y amortizaciones	788	592	448	-43,1%	2.735	2.710	-0,9%
Inversiones	712	704	627	-12,0%	2.674	2.680	0,2%
EBITDA	1.013	987	663	-34,6%	3.043	3.562	17,0%
DOWNSTREAM							
Ventas netas	3.237	2.849	3.186	-1,6%	11.864	12.097	2,0%
Utilidad operativa	294	-28	118	-60,0%	957	309	-67,7%
Depreciaciones y amortizaciones	119	119	124	4,1%	458	480	4,8%
Inversiones	145	114	217	50,4%	491	509	3,7%
EBITDA	413	91	241	-41,6%	1.415	789	-44,2%
GAS Y ENERGÍA							
Ventas netas	811	985	718	-11,5%	3.692	3.587	-2,8%
Utilidad operativa	11	91	21	85,8%	198	771	289,3%
Depreciaciones y amortizaciones	6	3	23	308,8%	19	32	67,5%
Inversiones	72	14	26	-64,3%	235	67	-71,4%
EBITDA	17	94	44	160,3%	217	803	269,9%
ADMINISTRACIÓN CENTRAL Y OTROS							
Utilidad operativa	-91	-50	-52	-42,4%	-263	-218	-17,2%
Inversiones	49	18	46	-5,8%	97	91	-6,4%
AJUSTES DE CONSOLIDACIÓN							
Utilidad operativa	-127	2	96	N/A	-139	60	N/A
Tipo de cambio promedio del periodo	17,51	32,02	37,01		16,51	28,04	
Tipo de cambio cierre del periodo	18,60	41,15	37,60		18,60	37,60	

NOTA: El cálculo de las magnitudes financieras expresadas en dólares estadounidenses surge del cálculo de los resultados expresados en pesos argentinos dividido el tipo de cambio promedio de cada período. Para los períodos acumulados los resultados en dólares derivan de la suma de los resultados trimestrales.

5.6 PRINCIPALES MAGNITUDES FÍSICAS

	Unidad	2017					2018				
		1T	2T	3T	4T	Acum. 2017	1T	2T	3T	4T	Acum. 2018
Producción											
Producción de crudo	Kbbl	21.058	19.867	20.904	21.219	83.048	20.483	20.591	20.933	20.897	82.904
Producción de NGL	Kbbl	4.923	4.680	4.469	4.309	18.381	4.228	3.781	2.477	3.657	14.144
Producción de gas	Mm3	4.076	4.056	4.057	3.893	16.082	3.935	4.004	4.018	3.382	15.339
PRODUCCIÓN TOTAL	Kbpe	51.618	50.055	50.891	50.012	202.576	49.460	49.554	48.679	45.826	193.519
Henry Hub	US\$/mbtu	3,32	3,18	3,00	2,93	3,11	3,00	2,80	2,90	3,64	3,09
Brent	US\$/bbl	53,68	49,67	52,11	61,53	54,25	66,81	74,50	75,22	67,71	71,06
Ventas											
Ventas de productos refinados											
Mercado interno											
Motonaftas	Km3	1.297	1.220	1.284	1.358	5.159	1.373	1.288	1.321	1.368	5.350
Gasoil	Km3	1.792	1.954	1.981	2.025	7.752	1.870	2.023	2.154	2.052	8.099
JP1 y Kerosene	Km3	134	117	140	143	534	135	125	146	166	572
Fuel Oil	Km3	220	264	121	37	642	7	10	10	8	35
LPG	Km3	152	241	189	159	741	146	185	196	150	677
Otros (*)	Km3	357	377	406	408	1.548	381	416	323	353	1.473
Total mercado interno	Km3	3.952	4.173	4.121	4.130	16.376	3.912	4.047	4.150	4.097	16.206
Exportación											
Nafta Virgen	Km3	57	23	46	58	184	24	44	0	91	159
JP1 y Kerosene	Km3	135	123	139	142	539	141	136	144	167	588
LPG	Km3	115	39	70	98	322	194	91	41	135	461
Bunker (Gasoil y Fuel Oil)	Km3	83	74	102	116	375	101	72	65	84	322
Otros (*)	Km3	28	29	4	53	114	52	50	93	101	296
Total Exportación	Km3	418	288	361	467	1.534	512	393	343	578	1.826
Total ventas productos refinados	Km3	4.370	4.461	4.482	4.597	17.910	4.424	4.440	4.493	4.675	18.032
Ventas de productos químicos											
Mercado interno											
Fertilizantes	Ktn	35	39	139	111	324	38	85	117	97	337
Metanol	Ktn	57	84	73	99	313	69	93	64	57	283
Otros	Ktn	116	130	125	129	500	138	115	139	116	508
Total mercado interno	Ktn	208	253	337	339	1.137	245	293	320	270	1.128
Exportación											
Metanol	Ktn	1	2	1	2	6	24	75	31	72	202
Otros	Ktn	42	51	53	55	201	36	63	42	67	208
Total exportación	Ktn	43	53	54	57	207	60	138	73	139	410
Total ventas productos químicos	Ktn	251	306	391	396	1.344	305	431	393	409	1.538
Ventas de otros productos											
Granos, harinas y aceites											
Mercado interno	Ktn	21	37	21	18	97	30	23	92	55	200
Exportación	Ktn	159	291	331	253	1.034	169	236	177	128	710
Total granos, harinas y aceites	Ktn	180	328	352	271	1.131	199	259	269	183	910
Pincipales volúmenes importados											
Naftas y Jet Fuel	Km3	3	40	13	98	154	114	59	49	46	268
Gasoil	Km3	152	230	77	85	544	111	161	355	196	823

(*) Incluye principalmente ventas de aceites y bases lubricantes, grasas, asfaltos y carbón residual, entre otros.

5.7 INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA SOBRE RESERVAS DE PETRÓLEO Y GAS (Resolución General N°541 de la Comisión Nacional de Valores)

	Petróleo crudo y condensado (millones de barriles)		
	2018		
	Argentina	Estados Unidos	Consolidado
Reservas comprobadas, desarrolladas y no desarrolladas			
Saldos al inicio del ejercicio	422	-	422
Revisiones de estimaciones anteriores	126	-	126
Extensiones, descubrimientos y recuperación mejorada	118	-	118
Compras y Ventas	(1)	-	(1)
Producción del ejercicio ⁽¹⁾	(83)	-	(83)
Saldos al cierre del ejercicio ⁽¹⁾	582	-	582
	2018		
	Argentina	Estados Unidos	Consolidado
Reservas comprobadas desarrolladas			
Comienzo del ejercicio	286	-	286
Cierre del ejercicio	339	-	339
Reservas comprobadas No desarrolladas			
Comienzo del ejercicio	136	-	136
Cierre del ejercicio	243	-	243

(1) Nuestras reservas comprobadas de crudo y condensado al 31 de diciembre de 2018 incluyen un volumen estimado de aproximadamente 83 mmbbl, relativos a importes a pagar a terceros en concepto de regalías que, como se describe más arriba, constituyan una obligación financiera, o sean sustancialmente equivalentes a un impuesto a la producción o a la extracción. La producción de crudo y condensado para el año 2018 incluye un volumen estimado de aproximadamente 12 mmbbl relativos a los citados pagos.

Líquidos de gas natural			
(millones de barriles)			
2018			
	Argentina	Estados Unidos	Consolidado
Reservas comprobadas, desarrolladas y no desarrolladas			
Saldos al inicio del ejercicio	58	-	58
Revisiones de estimaciones anteriores	(1)	-	(1)
Extensiones, descubrimientos y recuperación mejorada	13	-	13
Compras y Ventas	-	-	-
Producción del ejercicio ⁽¹⁾	(14)	-	(14)
Saldos al cierre del ejercicio ⁽¹⁾	56	-	56
2018			
	Argentina	Estados Unidos	Consolidado
Reservas comprobadas desarrolladas			
Comienzo del ejercicio	47	-	47
Cierre del ejercicio	41	-	41
Reservas comprobadas No desarrolladas			
Comienzo del ejercicio	11	-	11
Cierre del ejercicio	15	-	15

- (1) Nuestras reservas comprobadas de líquidos de gas natural al 31 de diciembre de 2018 incluyen un volumen estimado de aproximadamente 5 mmbbl, relativos a importes a pagar a terceros en concepto de regalías que, como se describe más arriba, constituyan una obligación financiera, o sean sustancialmente equivalentes a un impuesto a la producción o a la extracción. La producción de líquidos de gas natural para el año 2018 incluye un volumen estimado de aproximadamente 2 mmbbl relativos a los citados pagos.



Este documento contiene ciertas afirmaciones que YPF considera constituyen estimaciones sobre las perspectivas de la compañía (“forward-looking statements”) tal como se definen en la Ley de Reforma de Litigios Privados de 1995 (“Private Securities Litigation Reform Act of 1995”).

Dichas afirmaciones pueden incluir declaraciones sobre las intenciones, creencias, planes, expectativas reinantes u objetivos a la fecha de hoy por parte de YPF y su gerencia, incluyendo estimaciones con respecto a tendencias que afecten la futura situación financiera de YPF, ratios financieros, operativos, de reemplazo de reservas y otros, sus resultados operativos, estrategia de negocio, concentración geográfica y de negocio, volumen de producción, comercialización y reservas, así como con respecto a gastos futuros de capital, inversiones planificados por YPF y expansión y de otros proyectos, actividades exploratorias, intereses de los socios, desinversiones, ahorros de costos y políticas de pago de dividendos. Estas declaraciones pueden incluir supuestos sobre futuras condiciones económicas y otras, el precio del petróleo y sus derivados, márgenes de refino y marketing y tasas de cambio. Estas declaraciones no constituyen garantías de qué resultados futuros, precios, márgenes, tasas de cambio u otros eventos se concretarán y las mismas están sujetas a riesgos importantes, incertidumbres, cambios en circunstancias y otros factores que pueden estar fuera del control de YPF o que pueden ser difíciles de predecir.

En el futuro, la situación financiera, ratios financieros, operativos, de reemplazo de reservas y otros, resultados operativos, estrategia de negocio, concentración geográfica y de negocio, volúmenes de producción y comercialización, reservas, gastos de capital e inversiones de YPF y expansión y otros proyectos, actividades exploratorias, intereses de los socios, desinversiones, ahorros de costos y políticas de pago de dividendos, así como futuras condiciones económicas y otras como el precio del petróleo y sus derivados, márgenes de refino y marketing y tasas de cambio podrían variar sustancialmente en comparación a aquellas contenidas expresa o implícitamente en dichas estimaciones. Factores importantes que pudieran causar esas diferencias incluyen pero no se limitan a fluctuaciones en el precio del petróleo y sus derivados, niveles de oferta y demanda, tasa de cambio de divisas, resultados de exploración, perforación y producción, cambios en estimaciones de reservas, éxito en asociaciones con terceros, pérdida de participación en el mercado, competencia, riesgos medioambientales, físicos y de negocios en mercados emergentes, modificaciones legislativos, fiscales, legales y regulatorios, condiciones financieras y económicas en varios países y regiones, riesgos políticos, guerras, actos de terrorismo, desastres naturales, retrasos de proyectos o aprobaciones, así como otros factores descriptos en la documentación presentada por YPF y sus empresas afiliadas ante la Comisión Nacional de Valores en Argentina y la Securities and Exchange Commission de los Estados Unidos de América y, particularmente, aquellos factores descriptos en el Ítem 3 titulada “Key information– Risk Factors” y el Ítem 5 titulada “Operating and Financial Review and Prospects” del Informe Anual de YPF en Formato 20-F para el año fiscal finalizado el 31 de diciembre de 2017, registrado ante la Securities and Exchange Commission. En vista de lo mencionado anteriormente, las estimaciones incluidas en este documento pueden no ocurrir.

YPF no se compromete a actualizar o revisar públicamente dichas estimaciones aún en el caso en que eventos o cambios futuros indiquen claramente que las proyecciones o las situaciones contenidas expresa o implícitamente en dichas estimaciones no se concretarán.

Este material no constituye una oferta de venta de bonos, acciones o ADRs de YPF S.A en Estados Unidos u otros lugares.

La información contenida en este documento ha sido preparada para ayudar a las partes interesadas en realizar sus propias evaluaciones de YPF.

Relación con Inversores

E-mail: inversoresypf@ypf.com

Website: inversores.ypf.com

Macacha Güemes 515

C1106BKK Buenos Aires (Argentina)

Tel: 54 11 5441 1215

Fax: 54 11 5441 2113